

# QUIÉN ES QUIÉN EN COGEN ESPAÑA 2024

NUEVAS  
PLANTAS

ARTÍCULOS  
DESTACADOS  
DEL SECTOR

DIRECTORIO  
DE SOCIOS  
PERSONALES  
Y ASOCIADOS



**COGEN**  
España  
*Impulsando  
la energía del futuro*

**© COGEN ESPAÑA**

Todos los derechos reservados. Prohibida la reproducción total o parcial de esta publicación, ya sea en formato electrónico o mecánico, sin permiso expreso de COGEN España.  
Impreso en España, Julio 2024

**COGEN ESPAÑA**

Asociación española para la promoción de la Cogeneración  
Calle Aragón, 383, 4 Pl.  
08013 Barcelona (España)  
Tel. +34 615 21 65 05  
[www.cogenspain.org](http://www.cogenspain.org)  
[cogenspain@cogenspain.org](mailto:cogenspain@cogenspain.org)

**Coordinación:**

*Mónica García, Adjunta a Presidencia COGEN España*

**Maquetación, diseño e impresión:**

*Love Your Time, S.L.*

**Dirección de arte:**

*César Sanz*

# Índice

- ARTÍCULOS**
- Pág. 4 **Repensando el 2024 y mirando al 2025**  
Julio Artiñano, Presidente de COGEN España  
Responsable regulación IberdrolaCogeneración
- Pág. 9 **2024, un año clave para la industria: recuperación y transición hacia el “Industry Deal”**  
Oscar Barrero, Socio responsable del sector de Energía y Utilities para la división de Consultoría - PwC España
- Pág. 11 **La cogeneración y los combustibles renovables en la transición energética**  
Raimon Argemí, Director General de AESA
- Pág. 14 **Nuevas aplicaciones para Motores a Gas**  
Judit Marsal, Gerente de 2G Solutions. Ingeniera de Telecomunicaciones
- Pág. 16 **¿Por qué mantener las plantas de ADAP?**  
Josep Capdevila, Presidente de ADAP
- Pág. 18 **La cogeneración: Encrucijada Reglamentaria e Innovación Tecnológica para un Futuro Sostenible**  
Miguel Gil Villén, COO Energy Solutions | Capwatt
- Pág. 20 **Comercio de derechos de emisión: cambios en el régimen retributivo, y nuevo esquema a partir de 2027**  
Iker Larrea, Partner. Head of Markets Division. Factor CO2
- Pág. 24 **Comercio de derechos Una radiografía extraordinariamente útil para el sector: Informe “Gestión y Transformación de la Cogeneración en España: Mercados, Digitalización y Descarbonización”**  
Javier Rodríguez, Director general de ACOGEN
- Pág. 28 **Cogeneration: Enabling an efficient pathway to Net Zero**  
Hans Korteweg, Managing Director of COGEN Europe  
The European Association for the Promotion of Cogeneration
- Pág. 32 **Reclicar el CO2 y metanizarlo**  
José María Roqueta, Presidente de AESA
- Pág. 34 **Tecnologías para la descarbonización de la demanda térmica en la Industria**  
Oscar Arriero, Business Development Manager at Siemens Energy
- Pág. 38 **Soluciones locales para problemas globales: las plantas de biometano como clave en la transición energética**  
Felipe Requejo Sigüenza, Director general de Nortegas Renovables
- Pág. 42 **1. DIRECTORIO DE ASOCIADOS**  
Empresas asociadas a COGEN
- Pág. 58 **2. FICHAS DE PLANTAS**  
Plantas de cogeneración principalmente desarrolladas recientemente por los asociados de COGEN España.
- Pág. 60 **3. DIRECTORIO DE SOCIOS PERSONALES**



## Julio Artiñano

Presidente de COGEN España  
Responsable regulación Iberdrola  
Cogeneración

# Repensando el 2024 y mirando al 2025

---

**H**emos pasado la crisis del gas, que es lo que nos ocupaba el año pasado en este mismo balance del año y ahora nos toca pensar en que es lo siguiente tras las elecciones europeas que renovaran el Parlamento tras el verano de 2024. Somos cada vez mas europeos, aunque nos cueste pensar en esos términos y sino solo hay que ver las directivas que nos vienen a la vuelta de la esquina empezando por las ETS 2, que “popularizaran” el CO<sub>2</sub> al sector doméstico y transporte, sin olvidar a nuestra pequeña industria hasta ahora protegida por el paraguas debajo los 20 MWt.

En cualquier caso, seguimos pensando como veremos en este artículo como conclusión que mantener todas las tecnologías disponibles -al menos las térmicas- es una buena estrategia, para seguir aprovechando todas las oportunidades que vayan surgiendo mientras seguimos invirtiendo en Europa en infraestructuras tanto gasistas -ahora convencionales de regasificación por la crisis, que luego serán la base de los futuros gases renovables- como eléctricas, tan criticas como las anteriores para la descarbonización.

En un momento para hacer balance de lo que hemos hecho bien desde inicio de la crisis por la guerra de Ucrania, celebrando el éxito del REPowerEU y recapitular cada uno en su país cuales son las lecciones aprendidas para afrontar los nuevos retos.

El REPowerEU fue la propuesta de la Unión Europea para acabar con la dependencia de los combustibles fósiles rusos en 2027. Se lanzó en mayo de 2022 con tres objetivos principales: 1) ahorrar energía, 2) estimular el crecimiento de las renovables y 3) diversificar el suministro energético.

La UE manifiesta oficialmente que «ha cumplido con éxito la mayoría de los ambiciosos objetivos establecidos» y que está en el buen camino para seguir alcanzando los retos marcados a medio y largo plazo. Mediante este programa comunitario se ha ahorrado energía, diversificado sus suministros, producido energía limpia y combinado «inteligentemente inversiones y reformas».

En julio de 2022, los Estados miembros de la UE acordaron reducir su demanda de gas en un 15% entre agosto de 2022 y marzo de 2023 en comparación con su consumo medio de los cinco años anteriores, cada uno eligiendo su camino.

Durante este tiempo, los países de la UE redujeron colectivamente el consumo de gas natural en un 18% en comparación con la media de 2017 a 2022 (según análisis expertos de IEEFA).

España tiene que sacar conclusiones de porque no alcanzo este objetivo habiéndose quedado en el 12%, lo cual es llamativo por mucho que tengamos el mayor número de regasificadoras en Europa

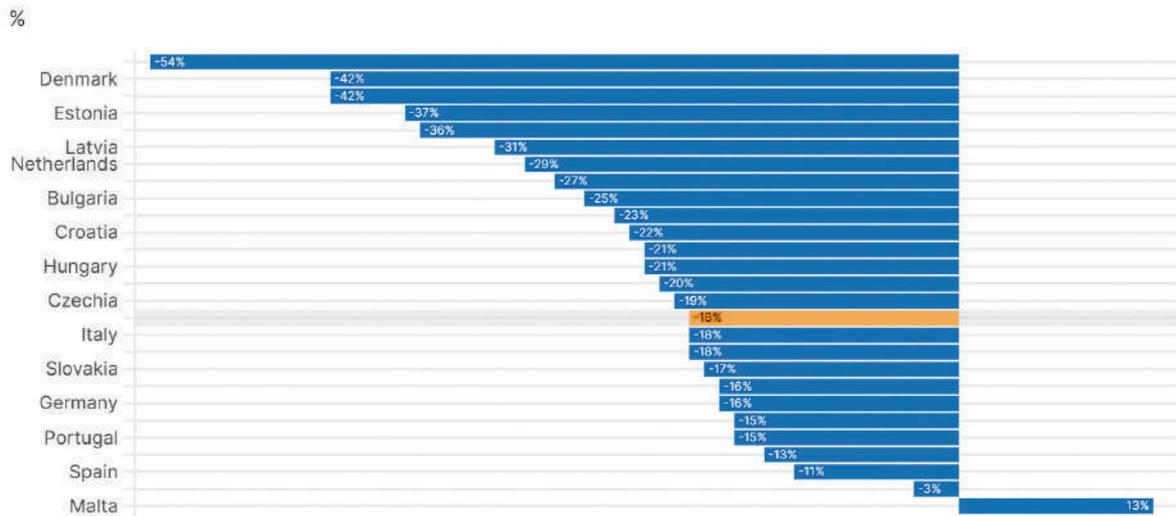
y en momentos de crisis seamos el almacenamiento estratégico de Europa.

Es cierto que en 2023 se alcanzó este objetivo del 15% de reducción, pero en 2024 volvemos a tener este nuevo objetivo, y como señala la Comisión, persisten los riesgos para la seguridad del suministro energético de la UE, ya que la situación del mercado mundial del gas sigue siendo tensa. Las condiciones meteorológicas podrían afectar a la oferta y/o a la demanda de gas, los bajos precios podrían incentivar el uso del combustible, los problemas de suministro podrían verse agravados por el fin del acuerdo de tránsito a través de Ucrania antes del 31 de diciembre

de 2024 y las cuestiones geopolíticas podrían afectar a toda la cadena de valor.

Este reto 1) es uno de los principales que tenemos como país, el bajar el consumo de gas, pero con la paradoja de que queremos cerrar las nucleares, y se necesita energía de respaldo firme (básicamente ciclos combinados o cogeneraciones "gestionables") para complementar a las tecnologías intermitentes mientras se desarrollan esquemas de almacenamiento, que van a costar un tiempo largo su desarrollo (y más si queremos contar, no solo con baterías, sino con almacenamientos hidráulicos con tiempos mayores a 10 años de maduración).

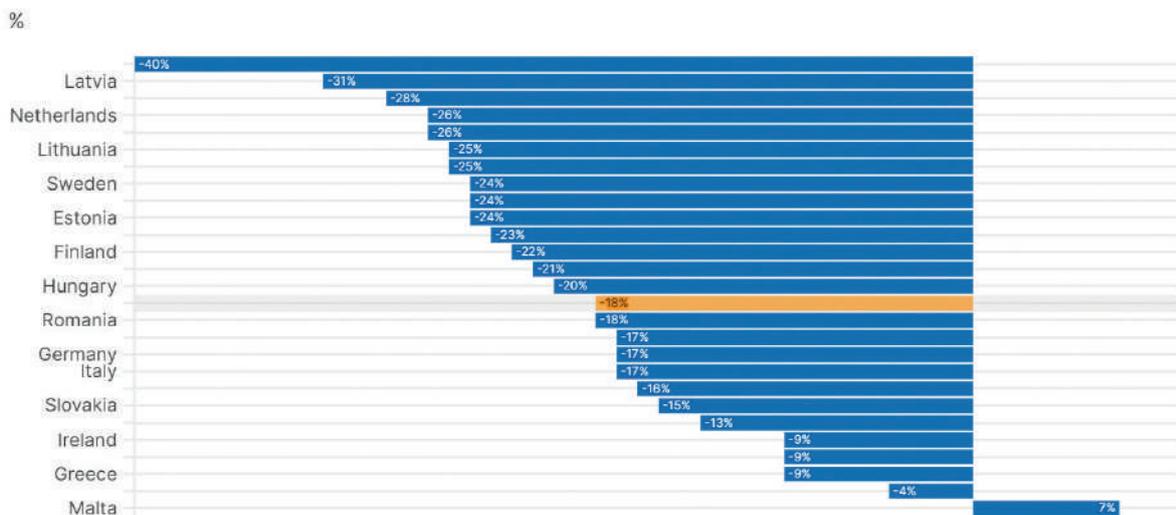
### EU gas demand reduction achieved from August 2022 to March 2023



Source: Eurostat, IEEFA calculations



### EU gas demand reduction achieved from April 2023 to March 2024



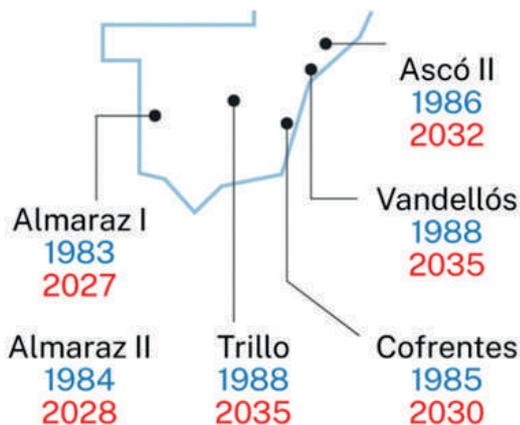
Source: Eurostat, IEEFA calculations



El calendario de desmantelamiento de las nucleares en España sigue siendo según el Ministerio de transición ecológica de 2027 al 2024, pero a finales de este año hay que tomar ya las de decisiones pues se supera el punto de no retorno de la primera instalación que cierre en 2027.

## NUCLEARES ESPAÑOLAS

- Puesta en marcha
- Cierre



El otro reto 2) es el refuerzo de infraestructuras eléctricas, que hoy por hoy no solo es el cuello de botella para la electrificación, no nos olvidemos que consumimos en gas (363 TWh en 2022) más dos veces y media el consumo eléctrico (136 TWh en ese mismo 2022), y países como Alemania ya están avisando en marzo pasado en su Plan de Desarrollo de la Red eléctrica 2023-2037/2045 que necesitan construir 4.800 Km de nuevas líneas y reforzar 2.500 Km de existentes. De remarcar los plazos que estamos hablando de 10 a 20 años (otro plazo que hacer pensar en que caben ciclos cortos de renovación de algunas tecnologías de transición como la cogeneración).

La 3ª) recomendación para España es la simplificación de trámites administrativos, incluyendo su conexión a red, y este asunto en un estado de las autonomías tan convulso como el nuestro es de difícil solución. Solo hay que recordar que una mezcla de estos dos temas – mas algunos temas ya específicos de cada tecnología – son los que hicieron que el RENOCOGEN solo

se cubriera 50 M€ en un sector que debería invertir mas de 700 M€ para renovar 1200 MW según el PNIEC. Parece razonable pensar que se necesitan todas las tecnologías, que convivirán muchas de ellas un tiempo en este tránsito a un futuro descarbonizado en 2040-2050.

Aprovechando estos tres aspectos que la CE acaba de recordar a España para los próximos años, merece la pena destacar que la COGENERACIÓN es 1) energía distribuida (ahorra en redes) y 2) es eficiencia energética pura aportando por obligación legal un mínimo un ahorro de gas del 10% que en realidad es mas de un 15% en energía primaria). Sin contar que 3) administrativamente no hay que tramitar más accesos y conexiones (trámites administrativos) porque ya está implantada, y justamente esta ha sido otra de sus aportaciones históricas, llevar gas y electricidad de forma capilar a todo el sistema.

De todas formas, el reto que queda es como no solo 1º) asegurar el suministro, 2º) hacerlo de una forma asequible sino también 3º) cumplir con el objetivo ambiental.

Desarrollando este tercer vector ambiental requerido a cualquier tecnología, el futuro pasa en la COGENERACIÓN por el compromiso por los combustibles renovables, empezando con el biometano/biogas. Como ya adelantamos el año pasado el potencial en España es de más de 160 TWh, que representa más del 40% del consumo nacional de gas. Esto serían más de 2500 plantas, de las cuales prudentemente 600-800 podrían ser factibles a 2030 según la patronal del gas, con un objetivo realista de 100 TWh. Luego vendrá el H<sub>2</sub> cuyos primeros pasos ya estamos viendo.

La base de este desarrollo del biometano lo que están pagando los mercados del norte de Europa, como el alemán, que llegan a pagar 80-100 €/MWh en PPAs a largo plazo, por obligaciones impuestas en la demanda (a diferencia de las establecidas en la oferta en mercados como el francés que no nos acaban de arrastrar).

A futuro este precio de compra del biometano estará presionado a la baja, pues el coste evitado del gas (hoy a 30s €/MWh), al que, aunque le sumemos el impacto del CO<sub>2</sub> evitado a 100 €/Tm, no llegará a 50 €/MWh el precio total pagable para desarrollar una planta de

biometano “green field”.

Hay múltiples iniciativas para hacer converger los precios necesarios ahora para hacer viables los proyectos de plantas de biometano, con la bajada esperable que el mercado podrá pagar cuando se desarrollen los mecanismos de garantías de origen (y sostenibilidad) en España, tanto atacando los costes de producción (regulación de los residuos y cultivos de rotación, de las conexiones,...) como de ellos ingresos (mejora en la retribución de los biofertilizantes,...)

Si este mismo análisis de costes de producción del biometano (o gas más CO<sub>2</sub> que sale 50s €/MWh), se hace para la electrificación del calor se ve que aún hay recorrido pendiente para poder competir con el gas. Como ya vimos en las ultima subastas de PPAs, a 45 €/MWh no se cubrieron, y a este coste de la Energía eléctrica le sumamos los peajes y OPEX & CAPEX de estas tecnologías eléctricas, estos mas o menso el doble del coste con gas para generación de energía térmica. Es una distancia que se debe salvar con la maduración de costes de inversión y que la administración debe apoyar con urgencia para puedan competir en mercado.

Los PPAS (Power Purchase Agreements, o contratos de compra de energía) son justamente la herramienta que ha permitido desarrollar el mercado de las renovables. Un 60% de este mercado están con basados en esta herramienta de los PPAs, un 20% con subasta y solo un 20% a mercado. Este porcentaje se ira invirtiendo según la demanda se sature con PPAs, especialmente sino crece el consumo eléctrico ya que la electrificación está siendo costosa, incluyendo la implantación del coche eléctrico. No cabe duda de que el H<sub>2</sub> es el motor de la electrificación a futuro, pero hoy por hoy los inversores están apostando y migrando de las renovables a otros vectores como el biometano, según las rentabilidades están siendo más difíciles de asegurar.

Hay que buscar para cada tecnología su oportunidad y todas van a tener su hueco en el mercado, pues la industria necesita de todas. Estamos volviendo a enfocarnos en la industria, por un tema de calidad de vida y seguridad ante posibles escenarios de conflictos armados (y energéticamente como sustento del consumo). Es claro que todas las tecnologías caben para descarbonizar la industria en un contexto de competitividad, empezando por los recursos autóctonos disponibles. Si hay biomasa, o residuos, es razonable usarlos como primera medida de eficiencia ecológica.

Estamos en manos de los políticos, que como se ha visto en esta exposición y máxime en un momento de cambios en el Parlamento europeo. La política energética es un arma muy potente y solo hay que mirar a guerra de Ucrania para ver sus implicaciones geopolíticas. Si repasamos, aunque sea por encima los mensajes de todos los grupos políticos que concurren a las elecciones de este junio 2024 en Europa, todos llevan en Energía temas muy convergentes, evidente cada uno con su sesgo, pero el mensaje común es volver a reforzarnos regionalmente.

Es un enfoque recurrente volver la vista hacia nuestros mercados en todos los partidos, y así el PP Europeo ha mandado un mensaje hacia el refuerzo del gasto en defensa, que es un sector industrial “convencional” demandante de muchos recursos -energéticos también-. Los CONSERVADORES Y REPUBLICANOS están muy cerca de este objetivo común con el mensaje de soberanía. Los partidos socialistas y demócratas (S&D) y los renovadores europeos (RENEW Europe) también le dan el enfoque de la competitividad, que no hay que engañarse es vuelta a la reducción de costes (y aquí cabe recordar lo comentado del coste del combustible -gas- que siempre nos queda la sensación de que el precio será el que haga falta para que poder venderse competitivamente). Quedan los VERDES con su paradoja de no nucleares y los de ALA IZQUIERDA que se oponen básicamente a los extremismos -de derechas-, aunque siempre se acaban acercando más a ellos de lo que parece. ■

# IBERDROLA COGENERACIÓN

AHORRO Y SUMINISTROS  
ENERGÉTICOS  
PARA LA EMPRESA

Promoción, construcción  
y operación de plantas de  
cogeneración para suministro  
energético a clientes,  
con la participación 50-50%  
o 100% Iberdrola Cogeneración.



IBERDROLA COGENERACIÓN S.L.R.U.  
Tomás Redondo, 1 - 28033 Madrid  
Jose Antonio Castaño Bao  
jacastano@iberdrola.es  
Teléfono : +34 944151411



Oscar  
Barrero

Socio responsable del sector de  
Energía y Utilities para la división de  
Consultoría - PwC España

## 2024, un año clave para la industria: recuperación y transición hacia el “Industry Deal”

.....

**S**i cae la industria, colapsa Europa”. Esta expresión es del ex primer ministro italiano, Enrico Letta, en una reunión reciente del Consejo Europeo en Bélgica, rodeado de 70 CEO de grandes empresas industriales, además de la presidenta de la Comisión Europea y candidata a la reelección, Ursula von der Leyen, entre otros mandatarios Europeos. La declaración se suma a un llamamiento, casi unánime, por un mayor apoyo a la industria europea. Nunca se ha hablado tanto de industria en Europa, y de su competitividad en el futuro, que pasa por un modelo energético más sostenible medioambiental y económicamente hablando. Cada vez escuchamos más que el Green Deal debe ser también el Industry Deal.

La industria ha sido, y debe seguir siendo durante los próximos años, un componente crucial de la economía europea y española, pues es una importante fuente de empleo e ingresos que no solo abarcan la producción industrial en sí misma, sino también otras actividades y sectores directamente relacionados. La industria contribuye de forma significativa a las exportaciones españolas, y es impulsora clave de la innovación y el desarrollo tecnológico, la ingeniería o la logística, entre otras actividades. La contribución de la industria al PIB (Producto Interior Bruto) es un indicador clave para contabilizar el valor generado por el sector para la economía. En este sentido, actualmente en España el PIB industrial representa aproximadamente el 17,6% del PIB nacional, todavía por debajo de la meta del 20%, que implicaría alcanzar el objetivo estratégico fijado por la UE en 2014 para el horizonte 2020.

Pero la industria europea y española se enfrenta al complejo reto de superar un contexto económico complejo y adverso, en el que, como consecuencia de la reciente crisis energética, se ha visto mermada su competitividad a nivel mundial. Al mismo tiempo, afronta la necesidad de transformarse para alinearse con un futuro más sostenible, para lo que deberá invertir entre 70.000 y 100.000 millones de euros hasta 2050, sólo para cumplir con los objetivos de descarbonización.

Desde el punto de vista macroeconómico, la Industria afronta 2024 como un año de transición, marcado por un crecimiento muy moderado de la economía. La mejora de las rentas reales de los hogares, con el descenso de la inflación del año 2023, la caída de los precios energéticos y la prevista aceleración en el despliegue de los proyectos de inversión vinculados con el programa europeo Next Generation EU deberían ser un revulsivo para una recuperación esperada de la economía para el próximo año. Con todo esto, el Banco de España estima un crecimiento moderado del PIB del 1,9% en 2024, y del 1,9% en 2025 y

1,7% en 2026. Este contexto económico permitirá una recuperación de la demanda de productos manufactureros, lo que traerá consigo un aumento de la producción industrial, aunque todavía lejos de los niveles de producción vividos en 2021 como consecuencia del empujón económico y del optimismo tras la salida del COVID.

No obstante, la Industria europea y española se juega en 2024 mucho más que la recuperación a corto plazo y garantizar su competitividad en un entorno macroeconómico que seguirá marcado por la fuerte inestabilidad y volatilidad. La industria española debe afrontar en los próximos años una hoja de ruta de transformación que garantice, a través de la sostenibilidad, su futuro a largo plazo. Los objetivos del PNIEC 2021-2030 (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima), y su posterior borrador a 2023-2030, establecen una senda de descarbonización de la economía, coherente con los objetivos establecidos en la política energética europea. La mayoría de las industrias presentan ya un plan de descarbonización con el objetivo de reducir sus emisiones en el corto, medio y largo plazo con la implementación de diferentes iniciativas. Esta descarbonización está enfocada a reducir el consumo energético por eficiencia energética, así como sustituir el consumo de combustibles fósiles por electrificación, biomasa y gases renovables como el hidrógeno renovable. La capacidad de la industria para adaptarse a las necesidades y afrontar nuevos retos, como los que surgen ante la transición hacia una economía libre de carbono, es crucial para determinar su competitividad futura. La adopción de nuevas tecnologías y procesos de producción no solo mejorará su productividad, sino que es clave para la competitividad a nivel país y un componente esencial para lograr una economía equilibrada y resistente. Los próximos años serán cruciales para que la puesta en marcha de dichas hojas de ruta sean una realidad, y para ello será fundamental contar con mecanismos de apoyo público en los próximos años.

A pesar de la caída y aparente estabilidad de los precios de la energía vivida durante los últimos meses, para recuperar en lo posible la actividad industrial y, en especial, la que ha sido deslocalizada o está en riesgo de deslocalización, es preciso el apoyo de políticas que, a través de ayudas financieras y mecanismos regulatorios, ayuden a mejorar la competitividad de forma sostenible a medio y largo plazo. Esto cobra especial relevancia si tenemos en cuenta un contexto internacional caracterizado por la convivencia de ambiciosos programas y esquemas de apoyo público en

algunos de los principales bloques económicos competidores de la UE (China y EE.UU.).

2024 de ser por tanto, un año clave a la hora de alinear la política energética con las necesidades de la política industrial (el Green Deal debe ser también el Industry Deal). 2024 debe ser un año fundamental para el desarrollo de medidas de apoyo en el corto, medio y largo plazo enfocadas a fortalecer el tejido industrial nacional (y europeo) a través de decisiones políticas y regulatorias en las que la descarbonización y la competitividad industrial sean objetivos complementarios y no contrapuestos.

2024 será el año de la Ley de Industria, el año de implementación de importantes programas de fondos Europeos con foco en la Industria (PERTE de Descarbonización y de Economía Circular), de nueva normativa que permitirá dotar de estabilidad regulatoria para la cogeneración, y del desarrollo o puesta en marcha definitiva de los mecanismos pendientes vinculados a las emisiones de carbono. Pero por encima de todo, en los próximos años, deberían ser claves en la estrategia del Industry Deal, para lo que se debe exigir que se siga promoviendo un marco legislativo que evite la deslocalización y la fuga de carbono; apoye a las industrias en la carrera tecnológica asociada a la transición energética; otorgue señales claras que aporten certidumbre y estabilidad regulatoria a los procesos de transformación, y refuerce la colaboración público-privada para alcanzar los objetivos de neutralidad climática en 2050. ■



Raimon  
Argemí

Director General de AESA

## La cogeneración y los combustibles renovables en la transición energética

En estos últimos años la crisis climática se está haciendo notable y evidente. La comunidad científica señala el uso de combustibles fósiles como la principal causa del cambio en la temperatura de la tierra y por ello, buscar una alternativa energética a estos combustibles, es ya urgente. Se habla de transición energética y del papel que tienen que jugar tecnologías como el coche eléctrico, el hidrógeno, los gases sintéticos y la electrificación, entre otras. Sin embargo, desde AESA, no hemos visto una hoja de ruta clara y convincente que tenga en cuenta todas estas opciones y demuestre que un escenario neutro en emisiones de CO<sub>2</sub> es posible a medio y largo plazo.

En este sentido, para evaluar, a grandes rasgos, el efecto que puede tener cada tecnología en cubrir la demanda eléctrica y térmica del Estado Español, hemos generado un modelo que nos ha permitido estimar la capacidad óptima de cada una, con el objetivo de minimizar el consumo de energía primaria. En general, a medida que la eólica y, sobre todo, la solar fotovoltaica, ganen más peso en la producción eléctrica, serán necesarios sistemas de acumulación basados en hidrógeno. Sin embargo, faltará energía durante horas nocturnas y en invierno. Esta energía deberá generarse mediante sistemas de combustión basados en combustibles renovables. El aprovechamiento del calor producido en la generación a partir de hidrógeno o biocombustibles será clave para reducir el consumo y abastecernos con recursos renovables propios.

En la actualidad, la demanda de energía primaria en el Estado Español asciende a 1300 TWh y únicamente el 17% procede de fuentes renovables. De esta energía, se pierde aproximadamente la mitad en forma de calor cuando es transformada en sus formas finales (energía útil) requeridas por los usuarios. Esto se debe a que la electricidad y el transporte son formas de energía mecánicas y su obtención a partir de máquinas térmicas, como los motores, tiene una eficiencia limitada. Se observa como solamente con las pérdidas energéticas en forma de

Tabla 1: Energía primaria y energía final (útil) por sector energético.  
En base al Balance energético de España 2021, MITECO.

| Sector  | Energía Primaria | Energía Final |
|---|------------------|---------------|
| Electricidad                                    | 501 TWh          | 250 TWh (50%) |
| Transporte                                      | 375 TWh          | 150 TWh (40%) |
| Calor Industrial                                | 173 TWh          | 156 TWh (90%) |
| Climatización                                   | 166 TWh          | 150 TWh (90%) |
| Perdidas / transformación / usos no energéticos | 144 TWh          |               |
| Total   | 1.359 TWh        | 706 TWh (56%) |

calor del sector energético y de transporte ya sería posible cubrir gran parte de la demanda térmica de climatización y de la industria.

Tabla 2: Energía primaria en función de la fuente de energía.  
En base al Balance energético de España 2021, MITECO

| Tipo de energía   | Cantidad  |
|-------------------|-----------|
| Carbón            | 36 TWh    |
| Prod Petrolíferos | 584 TWh   |
| Gas Natural       | 342 TWh   |
| Renovables        | 226 TWh   |
| Hidráulica        | 29 TWh    |
| Eólica            | 62 TWh    |
| Fotovoltaica      | 22 TWh    |
| Solar Térmica     | 27 TWh    |
| Biomasa           | 61 TWh    |
| Biogás            | 4 TWh     |
| Biocombustibles   | 16 TWh    |
| RSU renovables    | 4 TWh     |
| Nuclear           | 171 TWh   |
| Total             | 1.359 TWh |

A partir de las curvas de demandas horarias eléctrica y térmica actuales podemos obtener las curvas de demanda futuras si tenemos en cuenta una

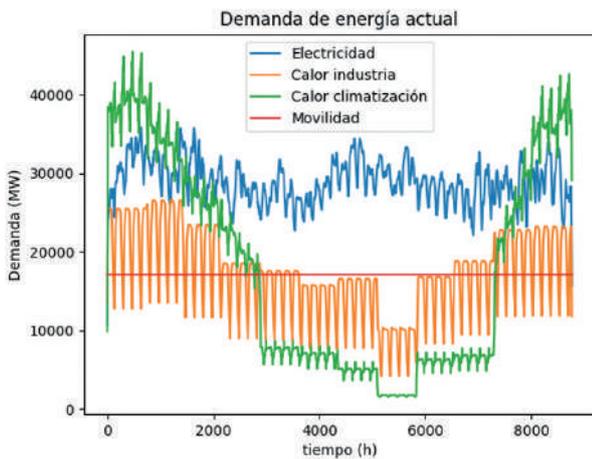


Ilustración 1: Curvas horarias de demanda de electricidad, calor para climatización y calor para industria.  
Fuentes OMIE 2023 y estudio del mapa de calor 2020.

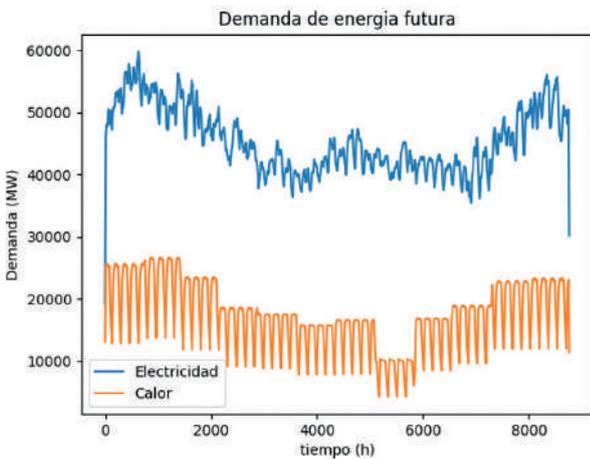


Ilustración 2: Curvas de demanda eléctrica y térmica en un escenario futuro donde se asume 100 TWh eléctricos para movilidad y 45 TWh para bomba de calor.

gran despliegue del coche eléctrico y la bomba de calor, principalmente en la climatización.

La demanda de electricidad deberá cubrirse, en gran medida, mediante solar fotovoltaica y energía eólica. La parte de demanda que no se pueda cubrir mediante estas tecnologías deberá cubrirse mediante sistemas de generación basados en cogeneración de combustibles renovables. En las horas centrales del día los electrolizadores absorberán el exceso de energía eléctrica produciendo hidrógeno que será consumido, mayoritariamente, en pilas de combustible (fuel cells) para generar electricidad y calor residual en las horas nocturnas. Los excedentes de hidrógeno podrán utilizarse para generar combustibles sintéticos a partir de CO<sub>2</sub> o syngas para almacenamiento estacional.

El calor generado por las pilas de combustible y la cogeneración renovable permitiría cubrir la demanda térmica industrial de forma muy efectiva.

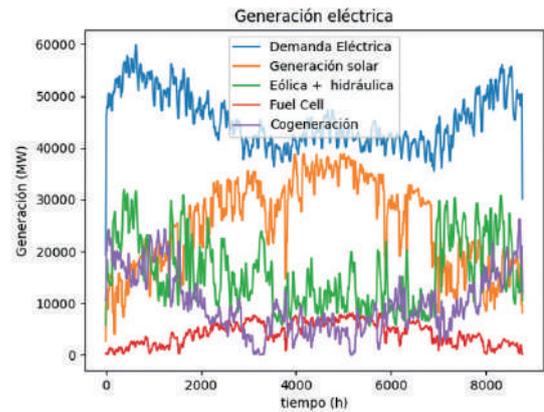


Ilustración 3: Generación eléctrica obtenida para un escenario futuro con 220 TWh de solar, 100 TWh eólica, 40 TWh hidráulica y 90 TWh de cogeneración. Las pilas de combustible consumen 85 TWh de electricidad excedentaria para retornar 37 TWh de electricidad a la red.

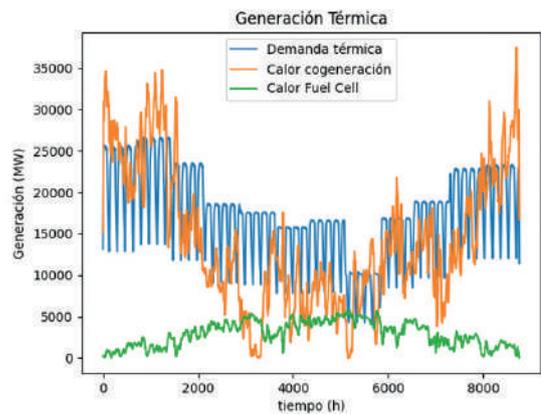


Ilustración 4: Demanda y generación térmica obtenidas para el escenario futuro. La generación de calor por cogeneración (125 TWh) y la generación de calor de la pila de combustible (26 TWh) permitirían cubrir 130 TWh de la demanda de calor industrial, faltando cubrir unos 20 TWh mediante caldera

De esta modelización se obtiene un balance de energías y tecnologías futurista que reduce significativamente el consumo de energía primaria.

|            |                      | Electricidad (GWh) | Calor (GWh)    | Energía Primaria (GWh) |
|------------|----------------------|--------------------|----------------|------------------------|
| Demanda    | Electricidad         | 254.060            |                |                        |
|            | Movilidad            | 100.000            |                |                        |
|            | Térmico              |                    | 306.639        |                        |
|            | Bomba de calor       | 44.834             | -156.921       |                        |
|            | <b>Total</b>         | <b>398.894</b>     | <b>149.718</b> |                        |
| Generación | Fotovoltaica         | 220.000            |                | 220.000                |
|            | Eólica/Hidráulica    | 140.000            |                | 140.000                |
|            | Cogeneración         | 87.299             | 124.713        | 249.426                |
|            | Calderas             |                    | 19.645         | 21.828                 |
|            | Electrólisis         | -85.336            |                |                        |
|            | Pilas de combustible | 36.932             | 25.852         |                        |
|            | Pérdidas térmicas    |                    | -20.492        |                        |
|            | <b>Total</b>         | <b>398.895</b>     | <b>149.718</b> | <b>631.254</b>         |

Vemos como la implementación de la movilidad eléctrica para los desplazamientos cortos, juntamente con un sistema eléctrico altamente eficiente, permiten una reducción drástica del uso de combustibles.

A partir de una producción de 220 TWh de generación solar y 140 TWh entre eólica e hidráulica, el Estado Español ya podría autoabastecerse energéticamente. El despliegue masivo de la energía solar (multiplicando por 10 su capacidad actual) reduciría la demanda de combustibles por debajo de los 300 TWh, haciendo factible el abastecimiento a partir de recursos biológicos como la madera, los restos herbáceos, residuos agrarios y ganaderos o residuos urbanos e industriales.

El hidrógeno sería la principal forma de acumular los excedentes eléctricos diurnos de la producción fotovoltaica y producir la base de electricidad nocturna mediante sistemas de electrólisis / pila de combustible. El hidrógeno sería totalmente autoconsumido sin necesidad de almacenar de forma estacional hasta llegar a los 250 TWh de generación fotovoltaica, momento en que empezarían a haber excedentes de hidrógeno en verano.

Los combustibles de origen biológico estarían basados tanto en el biogás, biomasa forestales o de la pirólisis y refino de residuos. A medida que exista más hidrógeno excedentario éste puede usarse para la metanación / hidrogenación de estos combustibles y aumentar la cantidad de biogás.

El calor emitido por las pilas de combustible y las centrales basadas en biocombustibles deberá ser aprovechado para cubrir gran parte de la demanda energética de la industria en forma de calor. A medida que aumenta la generación eléctrica de

origen solar se reduce el calor residual de estos sistemas y la bomba de calor pasaría a cubrir gran parte de la demanda de climatización.

También se ha explorado el papel del calor producido en sistemas solar térmicos o híbridos. Estos sistemas presentarían grandes excedentes de calor en verano que se disiparían. Sin embargo, permitiría cubrir parte de la demanda de climatización y reducir significativamente la demanda eléctrica de la bomba de calor.

En general vemos necesario el despliegue de redes de calor e instalaciones de generación y acumulación energética en las zonas industriales, situadas a mitad de camino entre la ciudad y el campo, procesando los excedentes energéticos de las zonas rurales (eólica, solar, biomasa, residuos ganaderos) de forma eficiente para inyectar gas y electricidad a la red hacia zonas urbanas. Estas instalaciones de mediano tamaño, adecuadas al contexto concreto, deberían tratar de autoabastecer energéticamente una zona o municipio con los recursos propios de forma altamente eficiente y exportar / importar el remanente, descargando significativamente las líneas de transmisión eléctrica y de combustibles.

Por todo ello vemos la cogeneración como uno de los elementos clave para el despliegue de los combustibles renovables, las redes de calor o el coche eléctrico y un elemento indispensable en la transición hacia un modelo energético sostenible y respetuoso con el medio ambiente y la sociedad. ■

*Jaume Roqueta: Responsable de I+D de AESA*  
*Raimon Argemí: Director General de AESA*



Judit  
Marsal

Gerente de 2G Solutions  
Ingeniera de Telecomunicaciones

## Nuevas aplicaciones para Motores a Gas

---

**D**ream team para el futuro: energías renovables y tecnología de cogeneración.

Para 2030, al menos el 80% de la demanda de electricidad deberá cubrirse con energías renovables.

Para 2030, para garantizar que el suministro de electricidad siga siendo seguro y estable en el futuro, se necesita energía flexible, controlable y auto consumible.

Controlable y auto consumible, como la tecnología de cogeneración.

Cada vez más, se evidencia la necesidad de autoproducir la propia energía, para poder escoger su origen dependiendo de la situación económica y geopolítica, a nivel mundial o nacional.

Además de ser respetuosos con el medio ambiente, los gases renovables proveen de proximidad de suministro, lo que permite la producción de energía eléctrica y térmica en el mismo emplazamiento donde se consume, evitando así transporte de la energía y las pérdidas que esto conlleva.

Los gases renovables que pueden utilizar los motores son el biogás, el biometano y el hidrogeno.

### Aplicaciones en instalaciones de biogás

La combustión de biogás en motores de cogeneración evita emisiones a la atmósfera

En efecto, el biogás que la materia orgánica emite en su proceso natural de descomposición contiene  $\text{CH}_4$ , el cual tiene un efecto del calentamiento en la atmosfera de 28 veces mayor por kilogramo que el del  $\text{CO}_2$ . A su vez, la materia de origen vegetal absorbe durante su ciclo de vida, el mismo  $\text{CO}_2$  que se emite mediante su combustión.

El biogás se produce a partir de la descomposición de materia orgánica de forma controlada, en ausencia de oxígeno. Con la ayuda de una serie de bacterias, esta materia se descompone, liberando una mezcla de gases: 45 - 85 vol% de metano ( $\text{CH}_4$ ) y 25 - 50 vol% de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y otros componentes como siloxanos o  $\text{H}_2\text{S}$ .

Tanto la humedad, como los siloxanos y el ácido sulfhídrico, deben bajarse a los límites adecuados para su uso, lo que se consigue mediante una extracción de la humedad, seguida de un filtrado mediante carbón activo.

El resultado es un gas renovable que puede utilizarse directamente en unidades de cogeneración produciendo electricidad y calor tanto para autoconsumo flexible como para su venta a terceros o inyección a la red.

La rentabilidad del proyecto debe tener en cuenta tanto el coste o ingreso de la materia orgánica, como el de la electricidad y el calor producidos, así como el apoyo político a la tecnología como pueden ser las subvenciones que existen en estos momentos en España.

Las primas por kWh, interesantes por inducir la excelencia en la ejecución de la instalación, no concurren en estos momentos en España, pero sí en países vecinos como Francia o Alemania.

### Instalaciones de biometano

La cogeneración asegura una producción de biometano 100% de origen renovable

Este gas se obtiene mediante una purificación más exhaustiva del biogás, retirando el CO<sub>2</sub> y produciendo un gas cuya composición es de casi un 100% de CH<sub>4</sub>, con una calidad aproximadamente igual a la del gas natural.

Para el proceso de purificación, y también para calentar los digestores donde se produce el biogás, las plantas de biometano requieren de energía eléctrica y térmica que, al producirse mediante la cogeneración del biogás sobrante, aseguran un gas 100% de origen renovable, la cual cosa da un valor añadido al comprador final.

Una vez listo, este gas puede inyectarse a la red de gas actual, facilitándose así su distribución, de forma que cualquier cliente que requiera de energía eléctrica y térmica podrá utilizar la cogeneración para tal fin, sin modificación alguna, respeto a las unidades que ya trabajaban actualmente con gas natural.

La venta del gas, con certificado de origen, a otros países de la unión europea, con ventajas fiscales para la compra del biometano, permite actualmente que su producción tenga una rentabilidad atractiva en nuestro país. Esperamos que estas ventajas fiscales se hagan extensibles en España en un futuro próximo

### Instalaciones de Hidrogeno

La cogeneración a hidrogeno contribuye a la

descarbonización de empresas e instituciones

El hidrógeno se considera a menudo el combustible del futuro, ya que es una fuente de energía limpia y versátil que puede utilizarse para alimentar desde automóviles hasta fábricas. Sin embargo, no todo el hidrógeno es igual. Dependiendo del origen de la energía eléctrica con la que se produzca y de la molécula primaria, tendremos distintos tipos de hidrogeno, pero en este artículo hablaremos solamente del hidrogeno renovable o hidrógeno verde, que se produce mediante energía renovable como la solar, la eólica, la energía del mar etc.

La molécula de donde proviene el gas puede ser cualquiera que contenga hidrogeno, como agua, amoníaco o incluso CH<sub>4</sub> renovable

La mayoría de las unidades de cogeneración pueden mezclar hidrogeno en un determinado porcentaje, con otros gases como biometano, biogás o gas natural. En el caso de los motores 2G, también pueden trabajar solamente con hidrogeno.

Hoy en día es difícil determinar cómo va a establecerse el escenario de producción de hidrogeno, tanto en situación como en dimensión. Pero lo que sí está claro, es que el consumidor final requiere de energía eléctrica y térmica, y está energía la puede proporcionar la cogeneración de una forma flexible y segura, ya sea en el mismo emplazamiento donde se produce el hidrogeno, o bien, mediante transporte del gas, para cualquier cliente que requiera de energía renovable y eficiente.

Más de 6.000 M€ están destinados hasta el 2030 en España para la subvención de proyectos que traten este gas.

Hasta la fecha, 2G ha instalado más de 30 unidades de cogeneración que operan con un 100% de Hidrógeno verde como combustible, y cada año son más los que optan por esta tecnología, como las empresas gasistas que ya están instalando producciones para distribuir este gas.

El futuro de la cogeneración solamente tiene sentido trabajando con gases renovables, unidades multigas de alta eficiencia, que combinan la sabiduría acumulada con el nuevo paradigma, contribuyendo para cuidar el planeta sin renunciar a la comodidad.■



Josep  
Capdevila

Presidente de ADAP

## ¿Por qué mantener las plantas de ADAP?

---

**E**l sector porcino en España, con casi 90.000 granjas y más de 56 millones de cabezas (2023) ya ocupa el primer lugar en Europa y el cuarto del mundo, con una producción de carne de 5 millones de toneladas anuales, representa casi el 16 % de la producción agraria, el 42% de la producción animal y el 9,5% del PIB industrial. La relevancia económica del sector es indiscutible pero no debe olvidarse que una cabaña de tal magnitud origina un volumen de purines que supera los 60 millones de toneladas anuales.

Cuando había un equilibrio entre la ganadería y la agricultura, los purines podían ser utilizados en la proximidad de las granjas sin que se produjera ninguna afección al medio, no obstante, al iniciarse el desarrollo de la ganadería industrial, en determinadas zonas su producción de purines da lugar a unos excedentes para los que no hay suelos agrícolas capaces de asumir su aplicación sin que se originen efectos ambientales negativos : contaminación de las aguas superficiales y subterráneas, de los suelos y emisiones de gases (amoníaco, metano), así como malos olores.

Como consecuencia, el Estado español viene siendo sancionado por el reiterado incumplimiento de la Directiva sobre protección de las aguas de la contaminación por nitratos y sufriendo un permanente incremento de las denominadas Zonas Vulnerables, aquellas en las que la cantidad máxima de nitrógeno que aceptan son 170KgN/ha y año.

Ante la dimensión del problema y la falta de soluciones, la Administración, en los años 90, habilitó un instrumento normativo, que, basándose en la cogeneración, hiciera económicamente viable el tratamiento de los purines. Así nacieron las plantas, integradas en la asociación ADAP, que han venido contribuyendo a la solución del mismo. Por las restricciones de la norma en la que se amparan las plantas de ADAP el número de ellas no solo no ha aumentado, sino que el día 31 de diciembre de este año finaliza la vida útil regulatoria de dos de las instalaciones y lo mismo ocurrirá con el 70% de las plantas en los próximos años, sin que exista una solución alternativa al tratamiento de los purines para las zonas excedentarias en las que están implantadas.

Durante este largo periodo de tiempo apenas han surgido nuevas alternativas al tratamiento de los purines, pero el problema se ha incrementado. Podemos citar a título de ejemplo, que en Aragón, la Comunidad Autónoma en la que más he crecido la ganadería de porcino, han aumentado el porcentaje de zonas vulnerables (zonas cuyas aguas subterráneas contienen más de 50 ppm de nitratos) del 8% al 30% en los últimos 10 años (según fuentes del Gobierno de Aragón) y que existen datos que sitúan a Cataluña entre las zonas del mundo con mayor contenido de amonio en la atmósfera, según

estudios de investigadores del CSIC, y que dicho contenido impide que se reduzcan los niveles de contaminación del aire.

Es evidente que las soluciones tecnológicas de los años 90 no tienen por qué ser soluciones para décadas venideras, por ello desde ADAP hemos realizado un profundo análisis de todos nuestros procesos para iniciar una migración hacia la sostenibilidad, que así permita una extensión de vida de las plantas actuales. Puesto que su continuidad es clave en las zonas rurales donde se ubican y no hay duda de la necesidad ambiental de las plantas de tratamiento de purines, como herramienta clave para el crecimiento sostenible del sector porcino en nuestro país, del análisis antes citado hemos concluido:

Que tomando en consideración el gran avance para la descarbonización de las plantas de biodigestión y las aplicaciones del biometano que se genere en las mismas

#### ADAP SE COMPROMETE A LA DESCARBONIZACIÓN TOTAL DE SUS PLANTAS EN 2040.

Siendo nuestras premisas para alcanzar tales objetivos las siguientes:

**RETO DEMOGRÁFICO.** Aumentando inversiones y consolidando empleos en las zonas rurales donde se ubican.

**ECONOMÍA CIRCULAR.** Valorización energética y fertilizante de las deyecciones ganaderas con especial recuperación del Nitrógeno, responsable de la contaminación de las aguas subterráneas, y del metano.

**INCREMENTO DE LA EFICIENCIA** de las instalaciones y de las instalaciones de biometano que se generen en el entorno rural.

**RUTA A LA DESCARBONIZACIÓN.** Integrando gases renovables en nuestros procesos y dando soporte a las instalaciones de biometano que se generen en el entorno. ■



Miguel  
Gil Villén

COO Energy Solutions | Capwatt

## La cogeneración: Encrucijada Reglamentaria e Innovación Tecnológica para un Futuro Sostenible

---

**E**n un mundo donde la eficiencia energética y la sostenibilidad son cada vez más cruciales, la cogeneración debe continuar presentándose como una solución esencial que permite optimizar el uso de recursos y reducir el impacto ambiental.

### Desafíos Reglamentarios Recientes y Oportunidades en un Entorno Desafiante

En los últimos años, el sector industrial y de la cogeneración se ha enfrentado un escenario reglamentario cada vez más complejo e incierto. La incertidumbre sobre la metodología de Retribución a la Operación (RO) ha sido una constante, creando desafíos significativos para la previsibilidad financiera y operativa de las empresas. Esta incertidumbre dificulta la planificación a largo plazo y exige una capacidad de adaptación rápida a los cambios reglamentarios y de mercado.

A pesar de estos desafíos, la situación actual también presenta oportunidades. Un enfoque prometedor es el uso de mesas de trading para fijar precios con estrategias definidas que puedan acompañar la RO, permitiendo a las empresas adaptarse rápidamente a las fluctuaciones del mercado y minimizar los riesgos financieros. La capacidad de predecir y reaccionar eficazmente a los cambios de precios es crucial para mantener la rentabilidad y la sostenibilidad de las operaciones de cogeneración. Este método no solo ofrece una mayor estabilidad, sino que también permite una mejor gestión de los recursos energéticos y financieros.

### Innovaciones Futuras en la Cogeneración

Las soluciones futuras para garantizar la viabilidad de la cogeneración incluyen el uso de otras fuentes renovables, tecnologías alternativas y electrificación de plantas.

Una de las principales vías de innovación para la cogeneración es la utilización de fuentes de energía renovables en sustitución del gas natural. El biometano y el hidrógeno destacan como alternativas particularmente prometedoras. El biometano, producido a partir de residuos orgánicos, no solo reduce las emisiones de carbono sino que también promueve la economía circular al transformar residuos en recursos valiosos. Además, la producción de biometano puede integrarse en sistemas locales, aumentando la resiliencia y la sostenibilidad energética de las comunidades.

El hidrógeno, aunque todavía se encuentra en una fase inicial de aplicación a gran escala, tiene un potencial significativo como fuente de energía limpia. Su utilización puede contribuir a la descarbonización del sector energético, especialmente cuando se produce mediante procesos de electrolisis alimentados por fuentes renovables. La investigación y el desarrollo en este ámbito son cruciales para superar los desafíos técnicos y económicos relacionados con la producción y el almacenamiento de hidrógeno.

La conversión tecnológica de plantas de cogeneración para la utilización de biometano y biomasa es otro enfoque estratégico. Estas tecnologías no solo ofrecen una alternativa más sostenible al gas natural, sino que también permiten diversificar la matriz energética, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles. La biomasa, en particular, representa una solución viable para regiones con abundante disponibilidad de residuos agrícolas o forestales. La utilización de la biomasa contribuye a la gestión sostenible de los recursos naturales y a la reducción de la huella de carbono de las operaciones de cogeneración.

La electrificación de las plantas de cogeneración es una tendencia emergente que merece atención. Este proceso resulta en una reducción significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero. La transición a la electrificación representa un desafío técnico y financiero considerable, pero los beneficios medioambientales y operativos son sustanciales. La electrificación puede mejorar la eficiencia global de las plantas, reducir los costos operativos a largo plazo y contribuir a los objetivos de sostenibilidad de las empresas.

### Conclusión

El sector de la cogeneración se encuentra en una encrucijada, presionado por la necesidad de adaptarse a un escenario reglamentario incierto y de adoptar innovaciones tecnológicas que garanticen su sostenibilidad futura. La capacidad de fijar precios a través de mesas de trading ha demostrado ser una estrategia eficaz para navegar las fluctuaciones del mercado, asegurando la rentabilidad.

Con una visión estratégica y un firme compromiso con la innovación, es posible transformar los desafíos presentes en oportunidades, garantizando un futuro energético más verde y eficiente. A través de estas acciones, podemos asegurar la sostenibilidad y la competitividad de las operaciones de cogeneración a largo plazo.

Es crucial que las empresas industriales y de cogeneración nos comprometamos activamente con la transición hacia un futuro energético más sostenible y resiliente. Animamos a toda la industria a explorar y aplicar fuentes renovables como el biometano y el hidrógeno, a considerar la conversión de las plantas a tecnologías más limpias como la biomasa y a invertir en la electrificación de sus instalaciones. Al adoptar estas medidas, no solo contribuirán a la descarbonización del sector, sino también a garantizar su competitividad y rentabilidad en un mercado en constante evolución. Juntos, podemos liderar el cambio hacia un sistema energético más eficiente y sostenible. ■



## Iker Larrea

Partner. Head of Markets Division.  
Factor CO2

# Comercio de derechos de emisión: cambios en el régimen retributivo, y nuevo esquema a partir de 2027

---

**E**n 2023 y los cuatro primeros meses de 2024 el derecho de emisión ha oscilado entre los 50 € y los 100 €, en línea con la evolución de los mercados energéticos. La modificación del régimen retributivo ha contribuido a mitigar esta volatilidad subyacente. Por otra parte, el 1 de enero de 2027 entrará en vigor el nuevo régimen de comercio de derechos de emisión para el transporte por carretera, edificación y otros usos de combustibles, comúnmente conocido como ETS2. A partir de entonces, todas las cogeneraciones pasarán a pagar por las emisiones de CO<sub>2</sub> de origen fósil, sea bajo el ETS1 o el ETS2. Hasta 2030, la Comisión ha establecido mecanismos de control de precio si la cotización en ese mercado supera los 45 € (precios de 2020).

### Crónica del ETS1

Los aspectos más destables en el régimen de comercio de derechos de emisión para el sector de la cogeneración en los últimos 16 meses son los siguientes:

- Volatilidad en los mercados. El precio del derecho de emisión (EUA) ha oscilado entre los 50 € y los 100 €. Tras haber registrado cotizaciones elevadas en febrero y mayo de 2023, el precio del EUA se ha ido ajustando a partir de septiembre, en línea con el avance de las renovables en toda Europa, la baja actividad industrial, la consiguiente presión sobre el precio del gas natural, y la toma de posiciones bajistas por parte de los fondos de inversión. Las mínimas del año se han registrado en febrero (50 €), para un posterior rebote hasta los actuales entornos de 60 € - 70 € (mayo de 2024).
- Cambios en el régimen retributivo. En el plano normativo, las cogeneraciones han visto finalmente publicado en la Orden TED/353/2024 su régimen retributivo pendiente del 25 de marzo de 2023, estando a la fecha aún en fase de aprobación la metodología aplicable a partir del 2024, que previsiblemente permitirá recuperar los costes derivados del CO<sub>2</sub> en línea con la cotización de los futuros de cada trimestre del derecho de emisión.
- Solicitud de asignación gratuita para el subperiodo 2026-2030. En el plano técnico, las cogeneraciones podrán solicitar, antes del 31 de mayo de 2024, la asignación gratuita de derechos de emisión correspondientes al subperiodo hasta 2030. Como novedad destaca

**Tabla 1: Introducción al ETS 2 por comparación con el ETS1**

|  | ETS1  | ETS2  |
|--|---|---|
| Sectores afectados   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Instalaciones industriales</li> <li>• Aviación</li> <li>• Transporte marítimo</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Transporte por carretera</li> <li>• Edificios</li> <li>• Otros sectores</li> </ul> |
| Sujetos obligados al seguimiento de emisiones y entrega de derechos de emisión | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Emisores de GEI (por ejemplo, consumidores finales de combustible fósil)</li> </ul>      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Entidades que despachen a consumo el combustible</li> </ul>                        |
| Ámbito temporal  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Desde 2005, actualmente en Fase IV (2021-2030)</li> </ul>                                | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Desde 2027, pero con obligaciones desde 2024</li> </ul>                            |
| Método de asignación   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Subasta y asignación gratuita</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Solo subasta</li> </ul>  |

Fuente: elaboración propia

la aplicación del factor de reducción intersectorial a toda cogeneración, con independencia del sector productivo al que da servicio, y la condicionalidad un 20% condicionado a las medidas de eficiencias energética para las instalaciones afectadas por el Real Decreto 56/2016, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE sobre eficiencia energética.

### Introducción al ETS2

La Directiva (UE) 2023/959 del Parlamento Europeo y del Consejo de 10 de mayo de 2023 establece un nuevo régimen de comercio de derechos de emisión para el transporte por carretera, edificación y otros usos de combustibles, comúnmente conocido como ETS2.

Se trata de un régimen independiente pero paralelo al actual régimen de comercio de derechos de emisión que afecta a instalaciones industriales fijas, aviación y transporte marítimo (ETS1). El ETS2 se crea precisamente para impulsar la descarbonización de los nuevos sectores regulados, que solamente han visto reducidas sus emisiones en un 11% desde 2005, frente al 47% alcanzado en el mismo periodo en el ETS1.

Es, por lo tanto, un sistema de “cap and trade”, donde habrá obligaciones de seguimiento de emisiones a partir de 2025, y de entrega de derechos de emisión a partir de 2028. Como novedad respecto al ETS1, el sujeto obligado se desplaza aguas arriba a las entidades que despachen a consumo el combustible, y se suprime la asignación gratuita de derechos de emisión (en lo sucesivo, EUA2). Las emisiones cubiertas por el esquema son ya superiores a las del ETS1, tal como se detalla en la Tabla 1.

El ETS2 comenzará en 2025, cuando las entidades reguladas tendrán que reportar las emisiones de 2024. Durante los 3 primeros años (2024-2026), solo habrá obligaciones de seguimiento y notificación, mientras que en 2028 comenzarán las obligaciones de entrega de derechos de emisión, con relación a las emisiones de 2027. (La Directiva prevé una moratoria de 1 año en la entrada en vigor de la Directiva si en el primer semestre de 2026 el precio del gas natural es superior al de principios del 2022, o si el precio del petróleo duplica el promediado en 2021-2025, supuestos ambos remotos).

**Tabla 2: Obligaciones bajo el ETS2**

| Plazo   | Obligación  |
|---|---|
| 31 de agosto de 2024                                | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Solicitud de Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (AEGEI) y Plan de Seguimiento (PS) ante la OECC</li> </ul>   |
| Primer trimestre 2025                               | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Apertura de cuenta en la sección española del Registro de la Unión (20 días hábiles desde la entrada en vigor de la AEGEI para la remisión de la documentación necesaria, y 40 días hábiles para la apertura de la cuenta una vez la información esté comprobada y se considere correcta.</li> </ul> |
| 30 de abril de 2025                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Remisión de informe de emisiones de 2024 (no verificado)</li> </ul>  |
| 30 de abril de 2026 y cada año a partir de entonces | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Remisión de informe de emisiones del año anterior (verificado)</li> </ul>  |
| 31 de mayo de 2028 y cada año a partir de entonces  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Entrega de derechos correspondiente a las emisiones del año anterior</li> </ul>  |

Fuente: elaboración propia

### Caracterización técnica del ETS2

- El ámbito de aplicación del ETS2 incluye el transporte por carretera, los edificios, y otros sectores como las industrias energéticas y las industrias manufactureras y construcción.
- El ETS2 incluye combustibles fósiles tales como gasolina sin plomo, gasóleo, queroseno, GLP, gas natural, fuelóleo pesado, carbón y coque. Por el contrario, excluye la biomasa sólida, el carbón vegetal y los residuos utilizados como combustibles.
- Los sujetos obligados serán quienes despachen a consumo el combustible y, concretamente, quienes sean poseedores autorizados de un depósito fiscal o estén sujetos al pago de impuestos especiales relacionados con los combustibles. Dicho de otro modo, los consumidores finales no tendrán ninguna obligación administrativa nueva, sino que verán incrementado el precio de los combustibles fósiles que utilizan.
- En términos de seguimiento y notificación de emisiones, los sujetos obligados darán seguimiento a todos los combustibles despachados y, luego, deducirán la fracción no sujeta al ETS2 (bien porque la quema del combustible está sujeta al ETS1, o bien porque se trata de una actividad no afectada, como por ejemplo los vehículos agrícolas).
- En España, la autoridad competente para el ETS2 es la Oficina Española de Cambio Climático. El calendario de hitos normativos aplicables a los sujetos obligados se detalla en la Tabla 2.

### Fundamentales de mercado y previsiones de precio en el ETS2

Si se compara con el ETS1, la regulación de la oferta de derechos en el ETS2 reúne tres características propias:

- En primer lugar, se propone un “cap” preciso que evita la sobreoferta, ya que se fijará sobre la base de las emisiones de los sectores difusos en 2024, y el promedio histórico de los sectores afectados con relación a las emisiones de los sectores difusos en 2016-2018.
- En segundo lugar, el ETS2 plantea un factor de reducción lineal y un método de asignación más ambicioso que el ETS1 (reducción anual de más del 5%, subasta como único método de asignación).

- En tercer lugar, el ETS2 propone más controles de precio, a fin de evitar un encarecimiento excesivo del precio de la energía para el ciudadano. Por una parte, hasta 2029 inclusive se inyectarán 20 Mt adicionales en las subastas si el precio del EUA2 supera los 45 EUR durante 2 meses (precios de 2020). Por otra parte, el artículo 30h de la nueva Directiva prevé la inyección de hasta 150 Mt adicionales si los precios del EUA2 aumentan rápidamente de precio.

El comportamiento de la demanda dependerá, en esencia, de cómo evolucione la descarbonización del sector transporte en los próximos años. A efectos de referencia, un EUA2 de 100€/t supondrá un encarecimiento de los combustibles usados para el transporte por carretera en 0,25 € por litro, y de 20 € por MWh en el caso del gas natural.

### Implicaciones para la cogeneración

La puesta en marcha del ETS2 tiene las siguientes implicaciones para la cogeneración:

- A partir del 1 de enero de 2027, todas las cogeneraciones pasan a estar afectadas por un instrumento de mercado, sea el ETS1 o el ETS2. De manera específica, el ETS2 afecta a la generación combinada de electricidad y calor para edificios (1A1a ii y 1A1a iii), y a la producción de electricidad y calor en la industria no regulada por el ETS1.
- Si bien el ETS2 prevé mecanismos de control de precio, en función de la ambición en políticas de eficiencia energética, renovables o electrificación, la oferta podría ser insuficiente para atender la demanda en la siguiente década, dando lugar a precios similares o incluso superiores a los del ETS1.
- Las cogeneraciones ETS1 verán incrementada la carga administrativa a partir del 28 de febrero de 2026, ya que deberán informar, respecto a cada combustible comprado, el nombre del proveedor, así como las características y la cantidad de combustible comprado.
- El ETS2 excluye de su ámbito de aplicación a determinados combustibles de origen no fósil tales como los residuos y la biomasa, dando lugar, presumiblemente, a un incremento en su demanda y precio. ■

**Tabla 3: Impacto económico del ETS2 para los principales combustibles**

|             | Factor de Emisión |          | 50,00 € | 100,00 € | 150,00 € |         |
|-------------|-------------------|----------|---------|----------|----------|---------|
| Gasolina    | 2,35              | kgCO2/l  | 0,12    | 0,24     | 0,35     | €/litro |
| Diésel      | 2,64              | kgCO2/l  | 0,13    | 0,26     | 0,40     | €/litro |
| Gas natural | 0,20196           | tCO2/MWh | 10,10   | 20,20    | 30,29    | €/MWh   |

Fuente: elaboración propia

*Iker Larrea*  
*Iria Flavia*  
*Álvaro Molinos*

# ADAP

Asociación de empresas para el  
Desimpecto Ambiental de los Purines

Aportamos soluciones técnicas adecuadas  
para dar una respuesta ambientalmente correcta  
al problema de los purines.



Javier  
Rodríguez

Director general de ACOGEN

## Comercio de derechos Una radiografía extraordinariamente útil para el sector: Informe “Gestión y Transformación de la Cogeneración en España: Mercados, Digitalización y Descarbonización”

---

Las asociaciones ACOGEN, ADAP y COGEN España hemos publicado el informe COGENERACIÓN 2024: GESTIÓN Y TRANSFORMACIÓN –Mercados, Digitalización y Descarbonización–, basado en las conclusiones de la encuesta sectorial realizada el pasado mes de febrero. El informe supone una herramienta de utilidad indispensable para las empresas y para orientar las políticas y medidas en curso de cogeneración, que determinará la transición energética de 600 industrias que fabrican con cogeneración el 20% del PIB industrial del país y mantienen más de 200.000 empleos.

La encuesta reúne la gestión actual en mercados energéticos y transformación digital de 174 cogeneraciones, que suman 3.124 MW —80% de la capacidad actual en funcionamiento— en 79 grupos empresariales industriales con más de 100.000 empleos directos.

El novedoso informe recoge la estructura y prácticas actuales de gestión en los mercados energéticos de las principales empresas de los sectores industriales cogeneradores, desde cómo compran combustibles y CO<sub>2</sub>, venden electricidad, su flexibilidad operativa, la retribución regulada y la gestión de riesgos energéticos, hasta las fuentes de información y toma de decisiones.

El trabajo realizado por las industrias y asociaciones para compartir sus prácticas y necesidades de gestión empresarial en los mercados, y sus claves para la transformación digital y la descarbonización, deben servir para potenciar el futuro de la industria y de la cogeneración, que continúa siendo la principal herramienta de eficiencia, competitividad y descarbonización en las industrias calorintensivas.

## Estructura actual de la industria cogeneradora

El perfil de las cogeneradoras presenta una amplia variedad de formas empresariales (industrias, utilities y ESEs) y de tamaños, reflejo de la realidad industrial española. Más del 60% de las empresas industriales que cogeneran son Pymes. El 60% operan multinacionalmente. Las multinacionales suman el 77% de la potencia de cogeneración en España que, al igual que en otros países, es empleada para fabricar sus productos.

El 54% de las cogeneraciones están en industrias alimentarias, químicas y papeleras. También emplean cogeneración otros sectores como residuos, cerámica, refino, tablero, textil, automóvil. Más del 90% de la cogeneración está asociada a industrias de proceso continuo que operan 365 días/año.

Los cogeneradores afrontamos la etapa más difícil de nuestra historia, fundamentalmente por problemas asociados a retrasos regulatorios y por la falta de apoyo en las políticas energéticas y climáticas para sus industrias. El 25% de la cogeneración no recibe retribución regulada y ha dejado de ser retribuida justamente por sus valiosas aportaciones a los sistemas energéticos y al país.

La falta de convocatorias de subastas para cogeneración —desde 2012— ha originado que las plantas en operación hayan ido alcanzando el final de su vida útil (25 años). El calendario de fin de vida útil de las cogeneraciones aboca a España a un severo retroceso industrial: en sólo dos años el 40% de los cogeneradores estará en grave riesgo de deslocalización.

Tras la promulgación del nuevo marco de operación, que permitirá una gestión actual de la cogeneración, urge la convocatoria en 2024 de 1.200 MW de subastas de cogeneración —incluidas en el PNIIC y cuyo marco se anunció y tramitó en 2022— para revertir la desaparición progresiva de la cogeneración con grave pérdida de economía y empleo industrial en España.

## Cómo compran, venden y gestionan su energía los cogeneradores

La gestión en los mercados energéticos de las empresas de cogeneración suma hoy el 7% de la electricidad nacional y el 15% de la demanda de gas del 20% del PIB industrial, con prácticas muy especializadas y a medida de cada empresa en los mercados de electricidad, combustibles y CO<sub>2</sub>, así como en la gestión de riesgos energéticos.

La **compra de gas natural** es clave para la operación de la cogeneración y la competitividad de la industria.

La duración habitual de los contratos de gas es de un año en el 70% de las empresas encuestadas. MIBGAS es el mercado de referencia para el 75% de los suministros de cogeneración en España. La nueva metodología 2024 de retribución a la cogeneración asociará el coste reconocido del gas a una cesta de productos MIBGAS.

La **compra de derechos de CO<sub>2</sub>** es el segundo coste de operación. Los cogeneradores gestionan sus compras de derechos de CO<sub>2</sub> en el año, mayoritariamente mediante compras periódicas (60% potencia) y también compras recurrentes (32%) según las oportunidades del mercado. Un 15% de las empresas realiza compras a más largo plazo.

La nueva metodología revisará cada tres meses los precios de CO<sub>2</sub> según su cotización en el mercado, permitiendo así su gestión a las empresas. Actualmente se actualiza cada seis años con graves perjuicios para los cogeneradores.

Las **ventas de electricidad** de cogeneración alcanzan el 7% de la electricidad nacional. El 94% de las empresas recurren al mercado diario OMIE para vender su electricidad, un 35% participa en el mercado intradiario OMIE acercando su producción al tiempo real. El 54% de la cogeneración ha suministrado en autoconsumo. Sólo un 11% proporciona electricidad a consumidores vecinos (autoconsumo de proximidad) debido a las barreras que impone la regulación y un 16% participa en los Mercados de Servicios de Ajuste de Red Eléctrica. Las nuevas inversiones tecnológicas permitirán acceder y competir en más mercados.

La **gestión de riesgos energéticos** en las industrias de cogeneración presenta variadas y muy distribuidas praxis. Desde realizar coberturas “frecuente” o “muy frecuentemente” (39%) a hacerlo “raramente” o “nunca” (40%). Las coberturas financieras duplican a las físicas. El comercializador es el agente más empleado para realizar coberturas (66%) seguido de traders (47%) y bancos (31%).

La incertidumbre regulatoria ha dificultado al extremo a las cogeneradoras el recurso a una gestión estratégica de riesgos energéticos. La nueva metodología retributiva permitirá una gestión más eficaz, a diferentes plazos y enfoques estratégicos.

La **flexibilidad en la operación** de la cogeneración es una de las claves de éxito para gestionar la volatilidad y la variabilidad de los mercados energéticos. En los últimos dos años, el 80% de la cogeneración ha avanzado notablemente en esta área: 54% de las empresas cogeneradoras (26% potencia) pueden parar al 100% la cogeneración y emplear

equipos alternativos de generación de calor, mientras que el 25% (61% potencia) pueden parar o regular parcialmente, y el 20% (13% potencia) no pueden parar sus cogeneraciones sin parar sus industrias.

La flexibilidad no es viable en múltiples procesos industriales y genera pérdidas de eficiencia y de competitividad, al no aprovecharse al máximo la cogeneración.

Para las industrias cogeneratoras, dotarse de la máxima flexibilidad es un objetivo estratégico en la búsqueda de la optimización de sus costes, para lograr la menor pérdida de competitividad posible respecto a otros países competidores. Ello será impulsado con las nuevas inversiones previstas en las subastas de cogeneración.

La **gestión de la retribución regulada** ha sido el principal escollo para poder realizar una gestión empresarial eficiente en los últimos años, pero los cogeneradores esperan que la próxima publicación del nuevo marco operativo permitirá a las industrias conocer sin retrasos y gestionar eficazmente su retribución regulada.

Las empresas puntúan la propuesta de **nueva metodología regulada** con un 3,4 (sobre 5). El 52% de las empresas la valoran como “buena” (49%) o “muy buena” (3%). Un 35% la califica como “regular” y el 9% de “mala” o “muy mala”.

El informe recoge además **las fuentes de información y la toma de decisiones** de compra y venta de energía en las empresas.

### Madurez digital y descarbonización

Por primera vez, las empresas cogeneratoras evalúan sectorialmente su madurez digital y sus avances en tecnologías, procesos e inversiones para lograr mayor transformación digital y descarbonización: la estrategia y preparación digital, gestión de datos, automatización e inteligencia digital y la digitalización verde.

La transformación digital para emplear e integrar tecnologías digitales avanzadas, que aceleren las estrategias de negocio, es una prioridad en las industrias manufactureras y en el sector energético. El proceso de **Evaluación de la Madurez Digital (DMA)** realizado en la encuesta supone una novedad y un punto de partida para para atestiguar los avances asociados a la “Estrategia y Preparación Digital”, la “Gestión de Datos” y la “Automatización & Inteligencia y la Digitalización Verde”.

### Índice 1 | Estrategia y preparación digital

La transformación digital de la cogeneración es importante o muy importante para el 81% de las empresas (95% de la potencia).

La actividad está tecnológicamente muy avanzada en tecnologías de operación y en el empleo de los más avanzados sistemas de gestión. La práctica totalidad emplea tecnologías de operación avanzadas (DCS, SCADA y otras) y el 86% accede en remoto a la nube y servicios ofimáticos de su empresa.

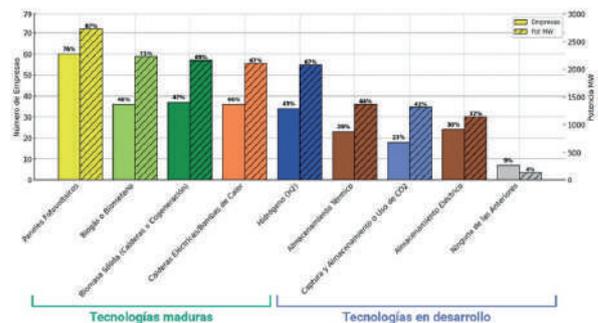
Las empresas muestran una significativa actividad inversora y planes crecientes en transformación digital: el 62% de las empresas ya ha efectuado inversiones de transformación digital en la operación de la producción y es ahí donde más planes de inversión prevén realizar el 38% de las encuestadas.

### Índice 2 | Gestión de los datos

En las industrias con cogeneración la gestión de datos —políticas, recogida, almacenamiento, integración, accesibilidad, análisis, informes y expertización— logra evaluaciones muy altas, así como la práctica totalidad de empresas reconoce la importancia de los datos relacionados con la cogeneración para sus empresas.

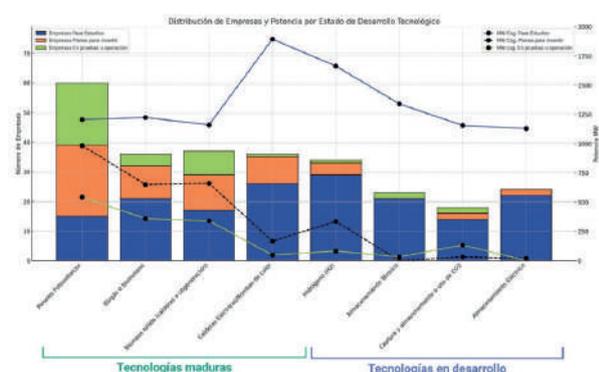
### Índice 3 | Automatización & Inteligencia + Digitalización Verde

Las nuevas inversiones en descarbonización —a través del empleo y la hibridación de la cogeneración con otras tecnologías renovables— están muy activas ahora y a futuro. Entre las principales tecnologías energéticas en estudio, desarrollo y operación en las industrias cogeneratoras destacan los paneles fotovoltaicos que registran el mayor interés en el 76% de las empresas (87% de la potencia del sector) mientras 50% de las empresas cogeneratoras están estudiando y desarrollando proyectos de biogás y biometano, biomasa sólida, calderas eléctricas y bombas de calor, así como de hidrógeno. También el almacenamiento térmico y eléctrico se está evaluando en un 30% de las empresas, así como la captura y uso de CO2 (23%).



Los paneles fotovoltaicos es la tecnología con mayor hibridación ya operativa, seguida de la biomasa y el biogás/biometano. Las industrias inician muy incipientemente la operación en plantas con almacenamiento térmico, captura de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> y calderas eléctricas.

Los **planes de inversión** en fotovoltaica, biogás/biometano y biomasa duplican las instalaciones actuales en operación. Las calderas eléctricas y el H<sub>2</sub> crecen en inversiones previstas. Las industrias están desarrollando los mayores estudios en el área del hidrógeno, calderas eléctricas/bombas de calor y almacenamiento térmico, muy por encima de los referidos a las tecnologías actuales más maduras (fotovoltaica, biometano y biomasa).



Las empresas muestran múltiples caminos en curso de hibridación de multienergías e integración de tecnologías renovables ya maduras —fotovoltaica, biomasa, biometano, calderas eléctricas/bombas calor— con otras en desarrollo como el H<sub>2</sub>, almacenamiento térmico y eléctrico y la captura CO<sub>2</sub>. Las industrias, con factores de ubicación y escala determinantes, buscan cubrir sus demandas energéticas y de producción continua combinando vectores energéticos que aúnen competitividad y descarbonización en las diferentes horas, periodos del año y escenarios de los mercados.

Los grados de automatización de los procesos asociados a la operación y a la gestión de las empresas de cogeneración muestran que entre el 45 y el 65% están “bastante automatizadas e integradas digitalmente”, evidenciándose potenciales de mejora en el 75% ellas. Las mayores dificultades de automatización e integración digital están en las operaciones de flexibilidad/regulación operativa.

Una de cada cuatro empresas dispone de los sistemas más avanzados de gestión (EMS/ EAM) de la energía para optimizar la cogeneración e integrar otros activos energéticos considerando los precios de los mercados energéticos.

### Resultados de Evaluación de la Madurez Digital (DMA)

De acuerdo con la valoración e interpretación de los índices EDIHs de la Comisión Europea, más del 60% de las empresas de cogeneración están ya en una etapa moderadamente avanzada de su proceso de transformación digital y las restantes en una etapa media.

Los procesos de inversión serán claves para lograr mayor madurez digital y seguir contribuyendo a la competitividad de las industrias, su descarbonización y empleo en España.

### A por un nuevo ciclo de inversión industrial competitiva y sostenible

El informe confirma un alto grado de trabajo y compromiso de las industrias por avanzar en una descarbonización competitiva, empleando todos los multiactivos energéticos y multienergías a su alcance. La mayor parte de las cogeneraciones operan en pymes industriales que requieren un mayor esfuerzo y atención para afrontar las inversiones en digitalización y descarbonización, por ello la cogeneración es especialmente idónea y eficaz.

### Las urgentes demandas del sector

La cogeneración reclama atención regulatoria y políticas energéticas eficaces para iniciar un nuevo ciclo:

- La inminente promulgación de la **nueva metodología de retribución regulada** a la operación de la cogeneración es un avance estructural que permitirá a las empresas realizar una mejor y más eficaz gestión en los mercados de su producción energética e industrial.
- La promulgación de **las subastas de 1.200 cogeneración en 2024** –pendiente desde hace dos años– es clave para evitar un retroceso industrial severo en España y movilizar inversiones industriales que impulsen la eficiencia, flexibilidad, digitalización y descarbonización en una transición energética con competitividad industrial.

Las conclusiones del informe muestran un sector cogenerador en transformación, más flexible y digitalizado, que impulsa la descarbonización competitiva de su industria. La cogeneración es futuro sostenible y competitivo para la industria y para su economía y empleo en España. ■



## Hans Korteweg

Managing Director of  
COGEN Europe  
The European Association for the  
Promotion of Cogeneration

# Cogeneration: Enabling an efficient pathway to Net Zero

---

2024 is a year of change in the European Union. This autumn, the 720 Members of the European Parliament who were elected in June will be asked to approve a team of 27 Commissioners who will be in charge of steering and implementing EU policies over the next five years – up until 2029. While it is widely expected that the outgoing Commission President, Ursula von der Leyen, will be reappointed for a second 5-year term, there remains a significant amount of uncertainty, which is a source of speculation in Brussels and across Europe.

Based on the plans and promises that the various European political parties published in advance of the Parliamentary elections, we can be confident that there will be continued political support during the next five years for the strategy of working towards a ‘climate neutral’ economy with ‘Net Zero’ carbon dioxide emissions – to be achieved by the year 2050. This is the main objective of the European Green Deal, which was approved by the EU institutions in 2020, and the European Climate Law, which entered into force in 2021.

One can say that energy has never been higher on Europe’s agenda than it is today, not only because of the European Green Deal but also due to the consequences of Russia’s continuing military aggression against Ukraine. In this context, the REPowerEU Plan, unveiled by the European Commission in May 2022, includes a range of measures that are designed to cut energy consumption, diversify Europe’s energy supplies, strengthen the resilience of Europe’s energy systems and accelerate the uptake of renewable energy sources.

Among the main energy-related challenges facing the new European Commission will be: proceeding to implement the REPowerEU Plan and the ‘Fit for 55’ legislation that has been adopted in the framework of the Green Deal, delivering on the ambitious emissions reduction targets that the EU has already agreed for the year 2030, and finding a political agreement with the Parliament and the Member States on an emissions target for the year 2040. In this regard, it should be noted that the outgoing Commission made a formal recommendation that the EU should set a target of reducing emissions of carbon dioxide and other greenhouse gases by 90% (compared to levels in 1990) by the year 2040.

It seems likely that the incoming Commission will propose an ambitious emissions target for 2040, and that this target will also be agreed by the Parliament and the Council. In this case, the European Union and its Member States will have to increase investments in technologies and solutions that can contribute to transforming Europe’s energy system, making it cleaner and greener, with an increased reliance on low-carbon and renewable sources of energy – from wind and solar

(photovoltaic) to biogas, biomethane and hydrogen.

In COGEN EUROPE, our message to the new European Commission, to the Parliament and to the Member States, is that cogeneration has a key role to play in reducing overall emissions of greenhouse gases and enabling an efficient pathway to 'Net Zero'. Therefore, it will be necessary to support the deployment of cogeneration technologies in the framework of efforts to make our energy systems more efficient, flexible, integrated, resilient, decentralised and decarbonised.

Cogeneration is long-established as a solution that enhances efficiency and reduces energy costs. To put it simply: generating electricity and heat (or cooling) in one integrated process is much more energy efficient and cost efficient than using two separate processes. This rule remains true regardless of which primary energy source one is using – natural gas, biogas, biomethane, hydrogen, biomass or residual waste.

Today's cogeneration technologies are fuel-flexible, renewables-ready and "future proof" – therefore they can efficiently facilitate the transition from so-called "fossil fuels" (such as coal and natural gas) to renewable and low-carbon energy sources. Indeed, many COGEN EUROPE members have already implemented successful cogeneration projects that are making efficient use of biomass, biogas/biomethane or clean hydrogen.

Even higher levels of efficiency can be achieved by generating electricity and heat close to where it is being used, as this prevents energy losses and

other costs associated with transmission and distribution. Therefore, it makes sense to utilise cogeneration technologies in the framework of smart and decentralised energy systems. Cogeneration currently provides 70% of the heat used in district heating and cooling (DHC) networks across Europe, and up to 90% of process heat used in critical industries such as alumina, chemicals, food and drink, pulp and paper.

As Europe advances along the road towards a 'Net Zero' energy system, the flexibility of cogeneration systems will become increasingly important. Cogeneration will be required to balance supply and demand for both electricity and heat (or cooling) during periods when the power produced by renewable sources such as solar (PV) and wind is insufficient, notably during winter when there is less daylight and greater demand for heat.

In the coming years, COGEN EUROPE will make the case for expanding the deployment of cogeneration technologies in order to make the most efficient use of renewable energy sources such as biomass, biogas, biomethane and hydrogen, and to complement the expansion of intermittent sources of electricity such as wind and solar (PV) by providing a reliable source of electricity and heat that can be called upon whenever it is needed.

We will underline the fact that cogeneration represents a reliable source of locally generated electricity that can support the uptake of clean energy technologies such as heat pumps and electric vehicles. Furthermore, the heat produced by cogeneration can also be stored for later use, if



necessary, by using heat storage solutions such as hot water tanks, hot rocks, molten salts or thermal batteries.

Today it is possible for cogeneration systems using hydrogen to generate electricity and heat with zero emissions of greenhouse gases, and we can point to examples in Germany and Scotland where this is already happening. Electrolysers can turn water into hydrogen and oxygen using 'excess' electricity from wind turbines or solar panels, or nuclear power – depending on what sources of clean electricity are available in each country. So the hydrogen is produced when excess electricity is available and then it is used in an engine, turbine or fuel cell when additional electricity and heat are required.

In recent years, a number of COGEN EUROPE members have invested in research and development activities relating to decentralised carbon capture technologies, with promising results. Instead of being released into the atmosphere, carbon dioxide can be captured and then used in various applications – notably in greenhouses, in the food and drink sector and in various chemical processes. Potentially, the carbon dioxide could also be stored

underground, depending on local circumstances.

Decentralised carbon capture opens up the possibility of climate neutral cogeneration using biomass, biogas or natural gas, without releasing any greenhouse gases into the atmosphere. Indeed, when biogas or biomass is used in combination with Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCUS), we can even talk about “negative emissions”. This is because more CO<sub>2</sub> is being absorbed by trees and other plants which are then turned into fuel, than is subsequently released into the atmosphere.

The start of a new mandate in the EU institutions represents a new opportunity for COGEN EUROPE and our members to make the case for cogeneration in a new policy landscape, shaped by the European Green Deal and the REPowerEU Plan. While we recognise that it will not be easy to overcome certain negative perceptions and prejudices (there is a tendency for policy makers to see some technologies as “good” and others as “bad”), we are convinced that cogeneration has a central role to play in the energy systems of tomorrow! ■



**APROVIS**  
better performance

## Tecnología innovadora para gases de escape y tratamiento de gases

### Soluciones hechas a la medida para sus requisitos específicos

- Intercambiadores de calor para gases de escape
- Generadores de vapor
- Silenciadores
- Catalizadores (SCR, oxidación, 3 vías)
- **FriCon** - Tratamiento de gases al más alto nivel
- **ActiCo** - Limpieza de gases eficaz con filtros de carbón activo
- Calentadores de gas
- Intercambiadores de calor para plantas biogás
- Intercambiadores de calor de altas temperaturas
- Condensadores de vapor de fuga

Planifique su sistema con [APROVIS.com](http://APROVIS.com)



**360**  
Servicio de  
mantenimiento



## Trazando el camino hacia una **industria competitiva y sin emisiones**

Consultoría, Estudios y Proyectos orientados a resolver las necesidades energéticas y de descarbonización:  
biocombustibles, cogeneración, solar de concentración, almacenamiento, bombas de calor.

Asesoramos y acompañamos a nuestros clientes en su estrategia de transición energética.



**ASESORÍA ENERGÉTICA - INGENIERÍA, CONSULTORÍA Y PROYECTOS**

AE,SA · ARAGÓ 383, 4a PLANTA · 08013 BARCELONA · T +34 934 449 300

MÁS INFORMACIÓN EN [WWW.AESA.NET](http://WWW.AESA.NET) · [INFO@AESA.NET](mailto:INFO@AESA.NET)



José María Roqueta

Presidente de AESA

## Reclicar el CO<sub>2</sub> y metanizarlo

Si el CO<sub>2</sub> es un problema global, como parece ser aceptado por la sociedad, puede que la solución sea la de reciclarlo, tal como se recicla el agua sucia para su reutilización. Si el agua utilizada se depura; ¿Porque no hacerlo con el CO<sub>2</sub> producido en la combustión del gas natural? Veamos; los gases de combustión del gas natural son relativamente limpios, pues aparte de CO<sub>2</sub> contienen agua, nitrógeno y oxígeno y tal vez algo de CO y óxidos de nitrógeno (estos últimos en proporciones muy pequeñas). Los humos producidos por la combustión del gas natural, en síntesis, son CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, N<sub>2</sub> y tal vez algunas impurezas, pero estos humos pueden lavarse mediante un “scruber” que los depure con agua saturada de aminas que capturen el CO<sub>2</sub> mediante su disolución en el fluido de lavado (agua y NH<sub>3</sub>). Una vez capturado el CO<sub>2</sub> debe liberarse en una torre de destilación que lo separa y recogerá el líquido con el NH<sub>3</sub> que puede volver a utilizarse. El CO<sub>2</sub> liberado y depurado se puede utilizar, haciéndolo reaccionar con hidrogeno y produciendo CH<sub>4</sub> y H<sub>2</sub>O en la reacción de Sabatier que es exotérmica y puede aportar el calor necesario para la separación del CO<sub>2</sub> disuelto por las aminas (ver figura 1).

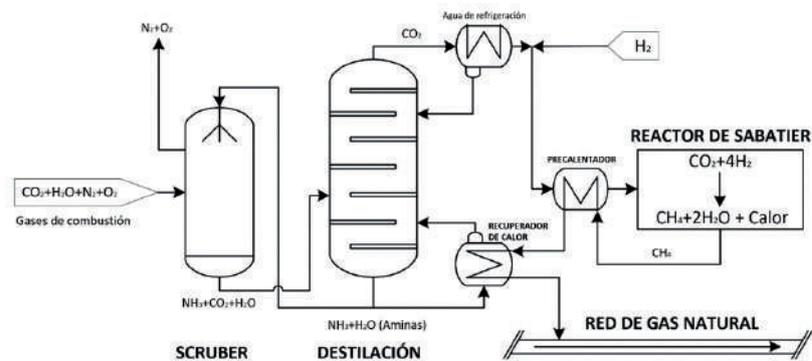


Fig. 1 Proceso de captura y metanización del CO<sub>2</sub>

En su conjunto, cada consumidor de gas natural debería tener una instalación de depuración de gases de combustión, capturando el CO<sub>2</sub>, metalizándolo y reinyectándolo a la red de gas. Este proceso permitiría mantener todas las instalaciones del usuario y las redes de gas natural.

Económicamente se debería invertir en la instalación de depuración y captura de CO<sub>2</sub>, y prácticamente el coste operacional será nulo, si el hidrogeno necesario en el reactor de Sabatier se obtuviera a través de electricidad a coste prácticamente nulo, acumulándolo en horas de coste cero o muy bajo de la electricidad producida por fuentes renovables.

Puede argumentarse, en contra de este proceso que el hidrogeno, en lugar de gas podría producir directamente el calor necesario, o

producir electricidad en una pila de combustible reversible y así promocionar el “todo eléctrico”, pero este proceso requeriría modificar las instalaciones del industrial y prescindir de las redes de gas. Esta sería una aportación que sin duda favorece a las empresas eléctricas, en tanto que mi propuesta, sería la que mantendría las instalaciones actuales, con la necesidad añadida de instalar los sistemas de captación del CO<sub>2</sub> y su metanización.

Desde el punto de vista económico, este proceso debe optimizarse para conseguir que sea neutro en consumos energéticos, de forma que solo requiera los costes de inversión, que sin duda serán inferiores a los de transformación de la industria (para llegar al “todo eléctrico) y el coste de suplir las redes de gas y construir nuevas redes eléctricas. Con ello puede pensarse que estas inversiones industriales podrían ser apoyadas por las empresas gasistas y por el gobierno que verían disminuidas las emisiones de CO<sub>2</sub>, y sobre todo por aportar trabajo a ingenierías e instaladores de tamaño medio y pequeño. ■



**MENOS**  
emisiones de  
**CO<sub>2</sub>**



**MÁS ahorro**  
de energía

Existen soluciones locales disponibles para ayudar a proteger el planeta y ofrecer alternativas a los combustibles fósiles. Juntos podemos afrontar los desafíos de la transformación ecológica y la descarbonización mejorando la eficiencia energética de los edificios y produciendo energía limpia a precios más reducidos.

Conoce más sobre nuestras soluciones en [veolia.es](https://veolia.es)

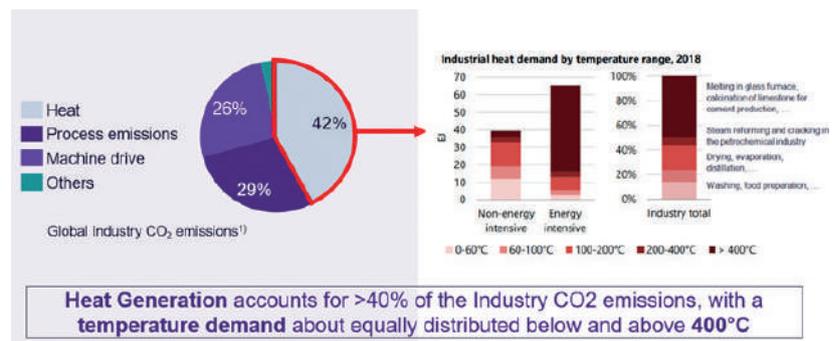


Oscar Arriero

Business Development Manager  
at Siemens Energy

## Tecnologías para la descarbonización de la demanda térmica en la Industria

La producción de calor representa la mitad del consumo total de energía y contribuye en un 40% a las emisiones globales de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). La generación de energía térmica para procesos industriales y redes de calor a menudo se basa en la combustión de combustibles fósiles y es por ello que emerge como uno de los procesos críticos a descarbonizar para alcanzar los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero. La transición hacia sistemas de calentamiento con emisiones "net zero" de CO<sub>2</sub> es de vital importancia para combatir el cambio climático, reducir las emisiones de carbono y crear sistemas de energía sostenible.



### Tecnologías para descarbonizar el calor

Cuando se trata de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en los procesos de producción de calor contamos con las siguientes tecnologías:

**Incrementar la eficiencia de los procesos que queman gas con soluciones de cogeneración**

La forma más efectiva de reducir las emisiones durante el necesario periodo de transición hacia la total descarbonización sería incrementar la eficiencia de los actuales sistemas térmicos. Si hablamos de los actuales sistemas de cogeneración, un simple cambio de combustible líquido a gas puede reducir las emisiones en un 50% y se pueden también conseguir mejoras de eficiencia significativas reemplazando los equipos de generación más antiguos por los últimos equipos más eficientes, y que además están preparados para utilizar gases no contaminantes como el H<sub>2</sub> y los biocombustibles.

### Utilización de Hidrógeno y biocombustibles

Combustibles limpios como el hidrógeno o los biocombustibles reducen significativamente las emisiones de CO<sub>2</sub> y permiten a las

plantas de cogeneración jugar un papel importante en los sistemas energéticos futuros. Nuestro objetivo es acompañar a nuestros clientes en su proceso de adopción del hidrógeno tanto en plantas existentes como nuevas. Siemens Energy ya ha probado el funcionamiento de una cogeneración a máxima capacidad sólo con H<sub>2</sub> y tiene el objetivo de que todas sus turbinas alcancen el 100% de capacidad de H<sub>2</sub> para el 2030.

### Biomasa

La sustitución de combustibles fósiles por biomasa es una de las soluciones fundamentales en la transición hacia la descarbonización del calor. Además de la producción de calor mediante calderas de biomasa, que tiene un balance neutro en emisiones de CO<sub>2</sub>, el hecho de que el CO<sub>2</sub> de plantas de biomasa se considere biogénico hace que la biomasa cobre un valor fundamental en la elaboración de combustibles verdes, como por ejemplo el metanol, a través de soluciones de captura de carbono (CCS) y generación de hidrógeno proveniente de energías renovables.

### Electrificación del calor con tecnologías Power to Heat (P2H)

Los sistemas P2H suponen un cambio de paradigma en cuanto a las capacidades de generar de calor con baja huella de carbono. Dado que estas tecnologías pueden ser alimentadas exclusivamente por energía eléctrica renovable, esto permite que se pueda descarbonizar completamente la generación de calor.

Existen varias tecnologías P2H, cada una de ellas con sus ventajas y particularidades, y su correcta elección depende de distintos factores. Aquí vamos a explicar cuatro diferentes tecnologías:

#### Bombas de Calor

Las bombas de calor usan el calor residual de procesos o el calor del medioambiente para elevar su temperatura con la ayuda de la electricidad. La cantidad de electricidad necesaria para incrementar la temperatura de un fluido con una bomba de calor es mucho menor que la necesaria para alcanzar la mismas condiciones con una caldera eléctrica. Como consecuencia, aunque el coste de inversión de la bomba de calor es más alto, su coste operacional (OPEX) es claramente inferior y supone una excelente opción para proporcionar calor a largo plazo.

Siemens Energy dispone de bombas de calor que

pueden generar directamente hasta 150°C en forma de vapor, pudiendo alcanzar hasta 270°C combinando la bomba de calor con compresores de vapor (MVR). Nuestras soluciones pueden producir hasta 70 MW térmicos con una sola unidad.

Industrial scale heat pumps from Siemens Energy  
Address both district heating and industry applications

SIEMENS energy

Two complementary product lines ...

**SHP-3TC-XX W/S**  
High Temperature Heat Pump  
15 – 10 MW<sub>th</sub>, up to 150 °C (hot water OR steam up to 3.7 bar)

1<sup>st</sup> reference: Potsdamer Platz  
- 300 MW<sub>th</sub> district heating  
- Customer: Technical Wärme Berlin  
- Reference POC: 2022

**SHP-C400 / C750**  
Based on 370/420 kW (single 150kW)  
15 – 45 MW<sub>th</sub>, up to 150 °C (hot water)

Latest reference: Rastattor GKM  
- 20 MW<sub>th</sub> district heating  
- Customer: GKM/Manheim  
- Reference POC: 2022

... to serve the needs of our customers

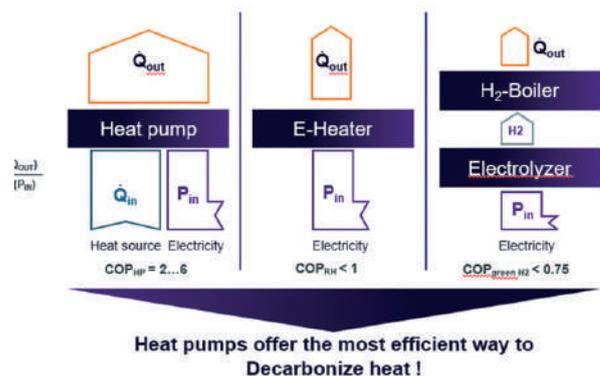
- Heat loads: ~15 – 70 MW<sub>th</sub> per unit
- Temperatures: up to 150°C directly from heat pump
- Equipment directly work medium: low GWP<sup>1</sup> and ODP<sup>2</sup>
- Various drive concepts: Electrical or mechanical
- Combinator with steam compressor → higher temperatures and pressure > 3.7 bara (process steam production up to 99 bara, 270°C)
- Scope of supply: Component up to turnkey supply

1 GWP = Global Warming Potential  
2 ODP = Ozone Depletion Potential  
3 Based on Siemens Energy Reference

### Calderas eléctricas

La caldera eléctrica es una tecnología madura, simple, rápida de instalar y necesita una inversión (CAPEX) relativamente baja, comparada con otras tecnologías de generación de calor eléctricas. La desventaja es que la eficiencia de las calderas eléctricas es baja (CoP<1) en comparación con la eficiencia de las bombas de calor (CoP 2...6) y esto encarece su coste de explotación. Las calderas eléctricas pueden alcanzar temperaturas de hasta 370°C.

#### DECARBONIZED HEAT PRODUCTION



### Calderas inductivas

El calentamiento por inducción es una tecnología que ya se usa en procesos industriales y fundición de materiales. Ahora, con la creciente presión para descarbonizar procesos industriales de alta temperatura, en Siemens Energy estamos desarrollando calderas de inducción eléctrica, con conexiones a media tensión (entre 11kV y

22kV), que permiten alcanzar temperaturas de hasta 1000°C. La ventaja de esta innovadora tecnología es la posibilidad de alcanzar altas temperaturas, en espacios reducidos, con rápidos gradientes de temperatura y pérdidas limitadas.

**Turbo heaters**

**SE Solutions for Electrification of Heat**  
Covering Industrial applications up to 1000°C

**SIEMENS energy**

**Commercially Available**

- Heat Pump LT:**  $<100^{\circ}\text{C}</math> water, direct heating, COP 2-4. Source Temp: all.$
- Heat Pump HT:**  $110-150^{\circ}\text{C}</math> water/steam, COP 3-4. Source Temp:  $<100^{\circ}\text{C}</math>.$$
- MVR:**  $100-300^{\circ}\text{C}</math> steam, 1-10 bar steam, COP 3-7. Source Temp:  $>30^{\circ}\text{C}</math>.$$

**Ongoing Developments**

- Inductive Heater:**  $\sim 1,000^{\circ}\text{C}</math> target, gas/air, steam, liquid, 2-phase. Prototype: late 2023, Demo project: 2024, Bid ready: 2026.$
- TurboHeater:**  $\sim 1,000^{\circ}\text{C}</math> target, gas/air, steam. Prototype: late 2022 to  $700^{\circ}\text{C}</math>, Demo project: 2024, Bid ready: late 2024.$$

SE complementary decarbonization solutions, including waste heat recovery and storage options

El turbo heater es otra innovadora tecnología que estamos desarrollando en Siemens Energy para el calentamiento de gases de proceso hasta temperaturas de 1000°C. El funcionamiento se basa en un compresor que acelera el gas hasta niveles supersónicos y convierte la energía mecánica de la onda de choque en calor, de manera muy eficiente.

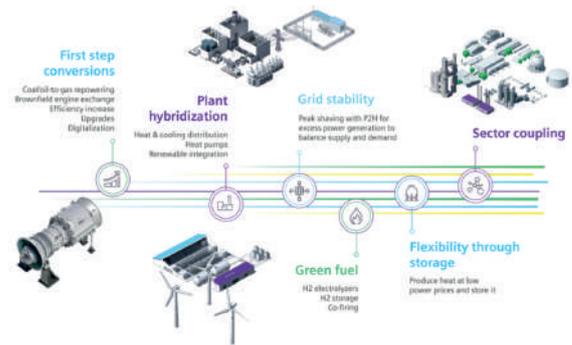
**¿Cuál es la mejor solución de descarbonización para tu proceso de calor?**

Como puedes deducir de la lectura de este artículo, no existe una única tecnología que encaje en todos los procesos térmicos y a menudo la mejor solución combina diferentes tecnologías. Para hacer la mejor elección hay varios factores que hay que tener en cuenta: uno es el nivel de temperatura requerido, pero también hay otros como el coste de la electricidad, la flexibilidad para adaptarse a la curva de calor necesaria, la disponibilidad de calor residual, la posibilidad de operar en el mercado eléctrico desde la demanda y, por supuesto, el aprovechamiento de la infraestructura de calor existente.

| Required heat temperature level                   | $50^{\circ}\text{C}-100^{\circ}\text{C}$   | $100^{\circ}\text{C}-150^{\circ}\text{C}$  | $150^{\circ}\text{C}-270^{\circ}\text{C}$                       | $270^{\circ}\text{C}-370^{\circ}\text{C}$     | $370^{\circ}\text{C}-1000^{\circ}\text{C}$  |
|---|--|--|---|---|---|
| Typical use case                                  | District heating 3 <sup>rd</sup> generation<br>Sterilization, bleaching etc.<br>Food & beverages | District heating 1 <sup>st</sup> generation<br>Industrial distillation, concentrating<br>Seawater desalination | Chemical- or other high temperature processes<br>Pulp and paper | Chemical- or other high temperature processes | Direct steelmaking manufacture<br>Petrochemical processes (ethylene, styrene)<br>Gas and cement manufacture |
| CHP   | Yes  | Yes  | Yes   | Yes   | No  |
| Heat pump   | Yes  | Yes  | Yes, with steam compression                                     | No  | No  |
| Electrical heater with heating rods or electrodes | Yes  | Yes  | Yes   | Yes   | No  |
| Induction heating                                 | No   | No   | Yes   | Yes   | Yes   |
| Turbo heaters or turbocrackers                    | No   | No   | No  | Yes   | Yes   |

Resumen de tecnologías en función del nivel de temperatura.

Para ayudar a seleccionar la mejor solución de descarbonización, en Siemens Energy tenemos un enfoque holístico donde el aprovechamiento de las instalaciones existentes juega un papel fundamental. Como ya hemos comentado, se pueden sustituir los equipos obsoletos, incorporar soluciones más eficientes, como la cogeneración o convertir las instalaciones existentes a soluciones "Power to Heat"(P2H). Cada compañía tiene su propio camino hacia la descarbonización, con diferentes velocidades, y desde Siemens Energy ofrecemos nuestro conocimiento y experiencia para acompañar a la industria en este viaje. ■





# Descarbonizar nuestros sistemas energéticos es un viaje por etapas

Mejorar la eficiencia de nuestras instalaciones.  
Reemplazar combustibles convencionales por opciones más limpias.  
Construir sistemas híbridos altamente flexibles.  
Lideramos el camino para reducir el impacto ambiental.

HAGAMOS HOY UN MAÑANA DIFERENTE



Felipe Requejo  
Sigüenza

Director general de Nortegas  
Renovables

## Soluciones locales para problemas globales: las plantas de biometano como clave en la transición energética

---

Entre enero y noviembre de 2023, la producción de biometano en España se incrementó un 38%, de acuerdo con los datos de un informe publicado por la Asociación Europa del Biogás (EBA, por sus siglas en inglés). La cifra pone de relevancia una tendencia que inevitablemente seguirá en aumento en el futuro, en un contexto nacional e internacional en el que la diversificación del mix energético es fundamental para llevar a cabo una transición energética que contribuya a la descarbonización, la independencia energética y la sostenibilidad.

En la configuración de este nuevo mix energético, las plantas de biometano no son solo un avance en la resolución de problemas energéticos y medioambientales, sino que además encarnan un compromiso profundo con la sostenibilidad local y la economía circular. Este compromiso se hace tangible a partir del desarrollo y la aplicación de tecnología de vanguardia, que en el caso de Nortegas, a través de su filial especializada en biometano, Nortegas Renovables, demuestra que el progreso industrial y la responsabilidad deben y pueden ir de la mano.

La compañía entiende que la actividad que realiza ha de estar enfocada a la excelencia técnica y medioambiental. En este sentido, la diligencia en materia medioambiental se inicia con una gestión de la operación de las plantas de biometano tan cuidadosa como la de la energía que generan. Como resultado, la gestión de todos los elementos que intervienen en el proceso, incluyendo residuo, digerido, logística, olores, ruidos e impacto visual y agua, son una prioridad estratégica de Nortegas Renovable en el desarrollo de sus plantas de biometano sostenibles, inteligentes y locales.

Esta visión permite además contribuir a fomentar la economía circular, ya que la excelencia operativa se aplica a cada subsistema de la planta, desde la recepción de líquidos, residuos sólidos (estiércoles, alperujos, etc.) hasta la limpieza y purificación del biogás, y a su entorno con una logística y unos planes de abonado eficientes. Cada paso está meticulosamente planificado para garantizar una actividad sostenible y respetuosa con el medioambiente.

### Tecnología para optimizar recursos y minimizar impacto

En el marco de este enfoque, la eficiencia energética y la minimización del impacto ambiental ocupan un lugar destacado. Por una parte, los diseños resilientes e innovadores de Nortegas Renovables se basan en tecnología y soluciones avanzadas en el proceso de digestión y subprocesos complementarios que permiten el diseñar y construir plantas de biometano de vanguardia.

Las medidas para reducir los impactos de la planta empiezan en el exterior. Desde el primer paso en la ideación del proyecto se tienen en cuenta factores como la ubicación -atendiendo a criterios de minimización de impacto visual y tráfico- o el diseño, que debe integrar estéticamente la planta con el paisaje local.

En el interior, Nortegas Renovables equipa sus plantas con soluciones técnicas contrastadas y concretas para controlar, entre otros, olores, ruido y tráfico. Estas soluciones se aplican tanto a la báscula-zona de pesaje como a las zonas de recepción y almacenamiento de residuos y el resto de las áreas de la instalación. Así se garantiza que la operatividad de las plantas esté en sincronía con la vida cotidiana de las comunidades locales en las que se ubican, sin causar interrupciones ni molestias a los vecinos.

El funcionamiento de las plantas destaca además por la digitalización, automatización y eficiencia de sus procesos. A lo largo del desarrollo de cada planta y más intensamente desde su fase de ejecución y hasta el fin de vida de la misma se convive en un ecosistema digital que es seña de identidad de la compañía, asegurando la eficacia de su desarrollo y la digitalización de la operativa y del mantenimiento, y siempre con un diseño flexible e inteligente para que funcione de la forma más eficaz y sostenible posible apoyado en gemelos digitales. Esta eficiencia va más allá de la energía y permite mejorar el uso de otros recursos como el agua, por ejemplo, reutilizando aguas residuales y de lluvia en los procesos de limpieza. Asimismo, la incorporación de tecnologías digitales como big data, IoT o IA facilita la operación de las plantas, optimizando la producción y las características de calidad de los productos y subproductos generados, extendiendo la vida de los componentes y habilitando mantenimiento eficientes y sostenibles, actuando no bajo calendarios reglados sino cuando el elemento o sistema lo evidencia.

### Así logra Nortegas Renovables la Mitigación ambiental

En función de la configuración de los residuos que trate cada planta, en la zona de pesaje, recepción, almacenamiento y gestión de residuos de entrada, Nortegas Renovables aplica un sistema triple de mitigación de olores: filtros avanzados para abatimiento de olores en entornos cerrados, entornos controlados en continuo en zonas semicerradas, y un sistema de lavado de vehículos de entrada y salida de la planta. Se trata de soluciones validadas conforme a un estudio ad-hoc de olores por empresas independientes de reconocido prestigio, que permiten asegurar que los residuos son gestionados con una eficiencia tal que su impacto es prácticamente imperceptible para el entorno.

Para hacer frente al ruido, las plantas de biometano cuentan con barreras acústicas y bases antivibración para la maquinaria, seleccionando estratégicamente la ubicación de equipos críticos para que la influencia acústica sea mínima.

En cuanto al consumo de agua, cada gota cuenta. Por ello, se recogen y reutilizan aguas pluviales, se implementan sistemas eficientes de lavado de vehículos y se optimiza el consumo en los procesos de limpieza. Las aguas residuales también se gestionan, cerrando el ciclo del agua dentro de las operaciones de la planta y eliminando prácticamente la necesidad de consumo externo.

### Transformación y valorización del digerido

Una de las particularidades clave de los proyectos de Nortegas Renovables es la ampliación del ciclo de vida de los residuos, optimizando al máximo su gestión y contribuyendo positivamente a una economía local y circular eficiente y resiliente. Estas plantas no sólo generan energía, sino que uno de los productos resultantes del proceso tiene diversidad de usos: como enmienda orgánica, compostaje, abono, agua para riego o/y como materia prima para otros procesos industriales, reduciendo al mínimo el deshecho final mediante prácticas de economía circular, si bien aquí

también aplica el dicho de que el uso más sencillo y local es el más sostenible y eficiente.

Es el caso del digestato/digerido, un subproducto con un alto valor como biofertilizante, donde planteamos una receta para un subproducto compatible con el entorno local y rico en nutrientes y materia orgánica, crucial para mejorar la calidad del suelo y para la agricultura sostenible. Nortegas Renovables utiliza conceptos de digestión y transformación evolucionados basados en una selección de residuos y receta balanceada y controlada por sistemas expertos y procesos de digestión con tecnólogos de referencia y experiencia que garantizan la estabilidad del digerido y la reducción significativa de emisiones de gases de efecto invernadero. La aplicación del digerido en los campos se planifica meticulosamente para converger con las necesidades específicas de los cultivos y la capacidad del suelo para absorber los nutrientes, contribuyendo a un modelo de agricultura más regenerativa, local, más sostenible y circular.

Las buenas prácticas de almacenamiento óptimo del digerido son tan importantes como su producción, por lo que las plantas de biometano cuentan con tanques de postdigestión cubiertos que garantizan la conservación adecuada del producto. Además, las plantas contemplan para los años de condiciones climáticas adversas una laguna de respaldo que asegura el almacenaje del material, higienizado con seguridad y que otorga flexibilidad al entorno local para adecuarse a los tiempos de aplicación que la agricultura de la zona requiera. De esta forma, Nortegas apuesta principalmente por una aplicación agronómica consciente y beneficiosa.

#### Logística y operatividad innovadoras

La gestión de la logística es fundamental en el desarrollo de plantas de biometano. Para garantizar los más altos estándares de fiabilidad y rendimiento, Nortegas Renovables apuesta por un alto conocimiento del entorno y necesidades y limitaciones locales y de la propia planta, por la automatización, el control en tiempo real, gobernado por un sistema centralizado inteligente apoyado en algoritmos de logística avanzada que generan programas inteligentes que minimizan las interferencias y optimizan los flujos vehiculares y trayectos bajo los estándares de seguridad más exigentes. Se garantiza así una logística lo más eficiente posible.

La tecnología y el enfoque estratégico de las plantas de biometano que promueve la compañía no solo aportan una solución a los actuales retos energéticos y medioambientales, sino que al mismo tiempo contribuyen a la dinamización de las economías locales. Y es que el crecimiento del mercado de biometano lleva consigo numerosos beneficios para las comunidades en las que instalan estas plantas. Por una parte, su presencia permite la supervivencia de las industrias agroganaderas locales y por otro, revitalizan económicamente las áreas, creando nuevas oportunidades laborales, tanto durante su proceso de construcción como en su posterior operación. Todo ello supone una mejora en la sostenibilidad local, desde el punto de vista social, económico y también medioambiental.

En la actualidad, asistimos a una profunda transformación en las necesidades energéticas y los retos medioambientales. Las plantas de biometano son una manifestación tangible de un futuro sostenible y resiliente, ya que han demostrado su capacidad para operar de manera eficiente y rentable, respetando el medio ambiente y el entorno.

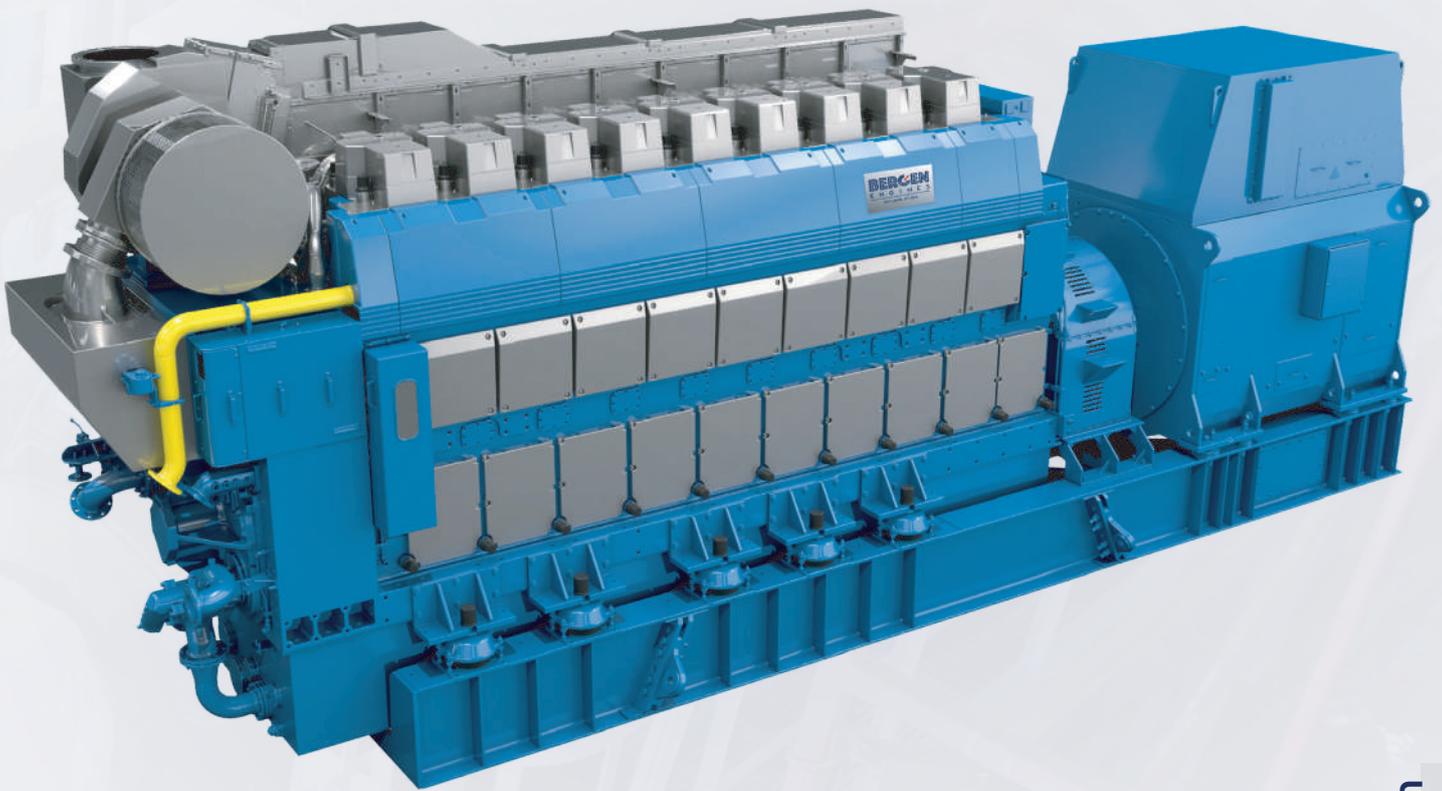
De acuerdo con Sedigas, España tiene capacidad potencial para generar 163 TWh toneladas de biometano, lo que supondría cubrir cerca de la mitad de la demanda de gas natural actual. Los datos de la EBA muestran que en 2022 apenas había en nuestro territorio cinco plantas de biometano inyectando gas a la red, por lo que propuestas de excelencia técnica y medioambiental como la de Nortegas Renovables permitirán impulsar la construcción y puesta en marcha de unas instalaciones que están llamadas a ser, no solo una oportunidad empresarial, sino una palanca de descarbonización inmediata y eficaz. ■

# BERGEN E N G I N E S



ON LAND. AT SEA.

Fabricante líder de motores alternativos de velocidad media de gas y combustible líquido para aplicaciones terrestres y marinas.



Rango de potencia 3.370 - 11.830 kW  
Rendimiento hasta 50%  
Excelencia en servicio técnico

[bergenengines.com](http://bergenengines.com)

A Langley Holdings Company

1

Directorio  
de  
asociados

A E S.A.



Dirección: C/ Aragón 383, 4º, 08013 Barcelona  
Teléfono: +34 93 444 93 00  
Fax: +34 93 444 93 01  
Contacto Principal: Carlos Guijarro  
Cargo: Director de Proyectos  
E-mail: cguijarro@aesa.net  
Web Site: aesa.net  
Facturación: 3 M€  
Nº de empleados: 35  
Países de Actuación: Unión Europea, Latinoamérica, Norte de África  
I&C Ingeniería y Consultoría

I&C

AGENTE DEL MERCADO  
ELÉCTRICO S.A. (AME)



Dirección: C/ Orense 68, 9º izda., 28020 Madrid  
Av. Diagonal 575, Módulo II Planta 2, Barcelona  
Teléfono: +34 91 193 50 85 / +34 93 362 15 60  
Fax: +34 902 80 81 73 / +34 93 209 73 74  
Contacto Principal: Marc Campmany  
Cargo: Director Técnico  
E-mail: ame@ame-sa.net  
Web Site: www.ame-sa.net  
Facturación: 158,1M€  
Países de Actuación: España  
COM Comercializadoras de Gas y/o Electricidad

COM

AMEC FOSTER  
WHEELER ENERGÍA, SLU  
(WOOD PLC)



Dirección: C/ Gabriel García Márquez, 2, 28232  
Las Rozas, Madrid  
Teléfono: +34 91 336 2400  
Contacto Principal: Juan Carlos Velazquez Herraез  
Cargo: Head Of Commercial  
E-mail: JuanCarlos.VelazquezHerraез@woodplc.com  
Web Site: https://www.woodplc.com/capabilities/consulting/industrial-power  
Facturación: 10.000M€  
Nº de empleados: 45000  
Países de Actuación: A nivel mundial  
EIT Equipos de Intercambio Térmico  
I&C Ingeniería y Consultoría  
M&O Mantenimiento y Operación

EIT, I&C,  
M&O

APROVIS ENERGY  
SYSTEMS GmbH



Dirección: Ombauer Strasse 10, D-91746 Weidenbach, Alemania  
Teléfono: +49 9826 6583 364  
Fax: +49 9826 6583 270  
Contacto Principal: Hernán Careño  
Cargo:  
E-mail: herman.carenzo@aprovis.com  
Web Site: www.aprovis.com  
Facturación: 50 M€  
Nº de empleados: 220  
Países de Actuación: A nivel mundial  
EIT Equipos de Intercambio Térmico

EIT

AXPO IBERIA S.L.  
(GRUPO AXPO)



Dirección: Paseo de la Castellana 95, planta 20, 28046 Madrid  
Teléfono: +34 91 594 71 70  
Fax: +34 91 594 71 71  
Contacto Principal: Gabriel Aguiló Zapatero  
Cargo: Head Energy Management & Renewables  
E-mail: gabriel.aguilozapatero@axpo.com  
Web Site: www.axpo.com  
Nº de empleados: 320  
Países de Actuación: España y Portugal  
COM Comercializadoras de Gas y/o Electricidad

COM

# Tu mejor aliado en soluciones de cogeneración

 **EnergyRisk**  
Commodity  
Rankings 2024

En Axpo llevamos más de dos décadas añadiendo valor a la gestión de energía.

Confía en los expertos en gestión de riesgos y soluciones a medida con la mayor cartera independiente de productores y con total garantía de transparencia.



**The Power of Axpo**

91 594 71 70  
info.es@axpo.com  
www.axpo.com



BAKER HUGHES



Dirección: Plaza del Gas, 1 Torre Marenostrum,  
Of. Utopicus, 201 08003 Barcelona  
Teléfono: +34 936 09 31 40  
Contacto Principal: Eugenio Muñoz  
Cargo: Senior Sales Manager  
E-mail: eugenio.munoz@bakerhughes.com  
Web Site: www.bakerhughes.com  
Facturación: 25.500 millones de USD  
Nº de empleados: 58.000  
Países de Actuación: Todo el mundo  
M&O: Mantenimiento y Operación  
TG: Turbina de Gas  
TV: Turbina de Vapor  
Fabricantes de turbinas

M&O, TG,  
TV

BERGEN ENGINES  
IBÉRICA - A LANGLEY  
HOLDINGS COMPANY



ON LAND. AT SEA.

Dirección: C/ Dinamarca, s/n. Polígono Industrial de Constantí.  
43120 Constantí, Tarragona  
Teléfono: +34 97 729 64 44  
Fax: +34 97 729 64 50  
Contacto Principal: Roberto Camarasa  
Cargo: Aftermarket & New Sales Manager  
E-mail: roberto.camarasa@bergenengines.com  
Web Site: www.bergenengines.com  
Países de Actuación: España, Portugal  
MCI: Motores de Combustión interna

MCI

BONNYSA  
AGROALIMENTARIA, S.A.



Dirección: La Font, 1, 03550 San Juan de Alicante  
Teléfono: +34 965 65 37 00  
Contacto Principal: Rafael Alberola  
Cargo: Director Logística y Energía  
E-mail: rafaelalberola@bonnysa.es  
Web Site: www.bonnysa.es  
Nº de empleados: 3000  
SCOG: Sociedad/es de Cogeneración

SCOG

CAPWATT



Dirección: Lugar do Espido – Via Norte, Apartado 3053,  
4471-907 Maia  
Teléfono: +351 220 11 00 55  
Contacto Principal: Sérgio Rocha  
Cargo: CEO  
E-mail: capwatt@capwatt.com  
Web Site: www.capwatt.com  
Facturación: 264 M€  
Nº de empleados: 215  
Países de Actuación: Portugal, España y México  
SCOG: Sociedad/es de Cogeneración  
ESCO: Empresa de Servicios Energéticos  
COM: Comercializadoras de Gas y/o Electricidad

SCOG, ESCO,  
COM

CATERPILLAR ENERGY  
SOLUTIONS, S.A



Energy. Efficiency. Environment.

Dirección: Avda. de los Artesanos 50, 28760  
Tres Cantos, Madrid  
Teléfono: +34 91 807 45 47  
Fax: +34 91 807 45 47  
Contacto Principal: José Antonio Fernández  
Cargo: Consejero Delegado  
E-mail: jose-antonio.fernandez@mwm.net  
Web Site: www.mwm.net  
Nº de empleados: 170  
Países de Actuación: España, Portugal y Latam  
MCI: Motores de Combustión Interna, Sistemas de  
Almacenamiento, MMC (Micogrid Master) Controller

MCI, EPC,  
M&O, I&C

COMAGRA DE  
CONGELACIÓN, S.L.



Dirección: Ctra. Talavera-Calera Km 8,500, 45695  
Alberche del Caudillo, Toledo  
Teléfono: +34 925 84 93 00  
Fax: +34 925 84 93 28  
Contacto Principal: José González Berruezo  
Cargo: Director General  
E-mail: tecnico@comagra.com  
Nº de empleados: 14  
Países de Actuación: España  
SCOG: Sociedad/es de Cogeneración

SCOG

2G SOLUTIONS OF  
COGENERATION S.L.



Dirección: C/ Anselm Clavé, 2 4-3, 08500 Vic (Barcelona)  
Teléfono: +34 93 883 22 05  
Contacto Principal: Judit Serra Marsal  
Cargo: Gerente  
E-mail: j.marsal@2-g.com  
Web Site: www.2-g.es  
Países de Actuación: Península Ibérica, Latinoamérica y Norte de África  
EPC: Llave en mano  
SCOG: Sociedad/es de Cogeneración  
MCI: Motores de Combustión interna  
MICRO: Microcogeneración  
M&O: Mantenimiento y Operación

EPC, MCI,  
MICRO, M&O  
SCOG

COGEN ENERGÍA  
ESPAÑA, S.L.U.



Dirección: Cólquide 6 Portal 1, 1ª 28231 Las Rozas (Madrid)  
Teléfono: +34 91 634 75 84  
Contacto Principal: José Luis Morente González  
Cargo: CEO  
E-mail: joseluis.morente@cogen-energia.com  
Web Site: www.cogen-energia.com  
Facturación: 64 MEUR (2023)  
Nº de empleados: 69  
Países de Actuación: España

AT, ESCO,  
M&O, SCOG

EDP ESPAÑA S.A.U.



Dirección: Plaza del Fresno, 2 - 33007 Oviedo  
Teléfono: +34 90 283 01 00  
Fax: +34 98 527 15 44  
Contacto Principal: Roberto Sagrado Fernández  
E-mail: rsagrado@edp.com  
Web Site: https://espana.edp.com/es  
Facturación: 40 M€  
Nº de empleados: 50  
Países de Actuación: España  
ESCO: Empresa de Servicios Energéticos

ESCO

EFITEKNA, CONS. S.L.



Dirección: Pasaje La Pau, 10 bis, entlo. 1ª, 08002 Barcelona  
Teléfono: +34 932 692 733  
Contacto Principal: Maurici Cruzate  
Cargo: Gerente  
E-mail: efitekna@efitekna.com  
Web Site: http://efitekna.com  
I&C: Ingeniería y Consultoría

I&C

EL POZO  
ALIMENTACIÓN, S.A.



Dirección: Antonio Fuertes, 1, 30840 Alhama de Murcia, Murcia  
Teléfono: +34 96 863 68 00  
Fax: +34 96 863 67 08  
Contacto Principal: Miguel Egea Caballero  
Cargo: Responsable Proyectos Industriales  
E-mail: miguel.egea@elpozo.com  
Web Site: www.elpozo.com  
Facturación: 1.124 [M€]  
Nº de empleados: 5000  
Países de Actuación: 82  
SCOG: Sociedad/es de Cogeneración

SCOG

ENAGAS, S.A.



Dirección: Paseo de los Olmos, 19. - 28005 Madrid  
Teléfono: +34 91 709 60 25  
Fax: +34 91 709 9199  
Contacto Principal: Ana López Tagle  
Cargo: Gerente  
E-mail: jmgarcias@enagas.es  
Web Site: www.enagas.es  
Facturación: 1.084 M€  
Nº de empleados: 1330  
Países de Actuación: España, México, Chile, Perú, Grecia, Italia, Albania y Estados Unidos  
Principal transportista y Gestor Técnico del Sistema Gasista

PRINCIPAL  
TRANSPORTISTA Y  
GESTOR TÉCNICO  
DEL SISTEMA  
GASISTA  
SGE

ENERGYNEST



Dirección: Dirección: Avda. República Argentina 24 | 41011 Seville | Spain  
Teléfono: +34 645 03 99 94  
Contacto Principal: Marta Anchústegui Mezquita  
Cargo: Director Project Development  
E-mail: mam@energy-nest.com  
Web Site: https://energy-nest.com/  
Nº de empleados: 41  
Países de Actuación: Principalmente Europa. Otros como Australia, Nueva Zelanda, Canada, etc  
Almacenamiento térmico

AT

ENGIE



Dirección: Ribera del Loira 28 - 28042 Madrid  
Teléfono: Pl. Europa, 41-43, 08908 L'Hospitalet de Llobregat  
+34 93 363 86 86  
Fax: +34 93 439 95 52  
Contacto Principal: Daniel Toro / Carolina Ubis  
Cargo: Director de Utilities / Head of Communication  
E-mail: daniel.toro@engie.com / carolina.ubis@engie.com  
Web Site: www.engie.es  
Nº de empleados: 2300  
Países de Actuación: España  
ESCO  
I&C  
Empresa de Servicios Energéticos  
Ingeniería y Consultoría

ESCO, I&C

FINANZAUTO S.A.U.  
(GRUPO TESYA)



Dirección: C/ Latón 2, 28500 Arganda del Rey (Madrid)  
Teléfono: +34 91 874 00 00  
Fax: +34 91 872 05 22  
Contacto Principal: Malaquíás J. Mangas  
Cargo: Electric Power Manager  
E-mail: mmangas@finanzauto.es  
Web Site: www.finanzauto.es  
Facturación: 395 M€  
Nº de empleados: 1.031  
Países de Actuación: España  
MCI  
I&C  
M&O  
EPC  
Motores de Combustión interna  
Ingeniería y Consultoría  
Mantenimiento y Operación  
Llave en mano

MCI, I&C,  
M&O, EPC

GE GLOBAL  
SERVICES

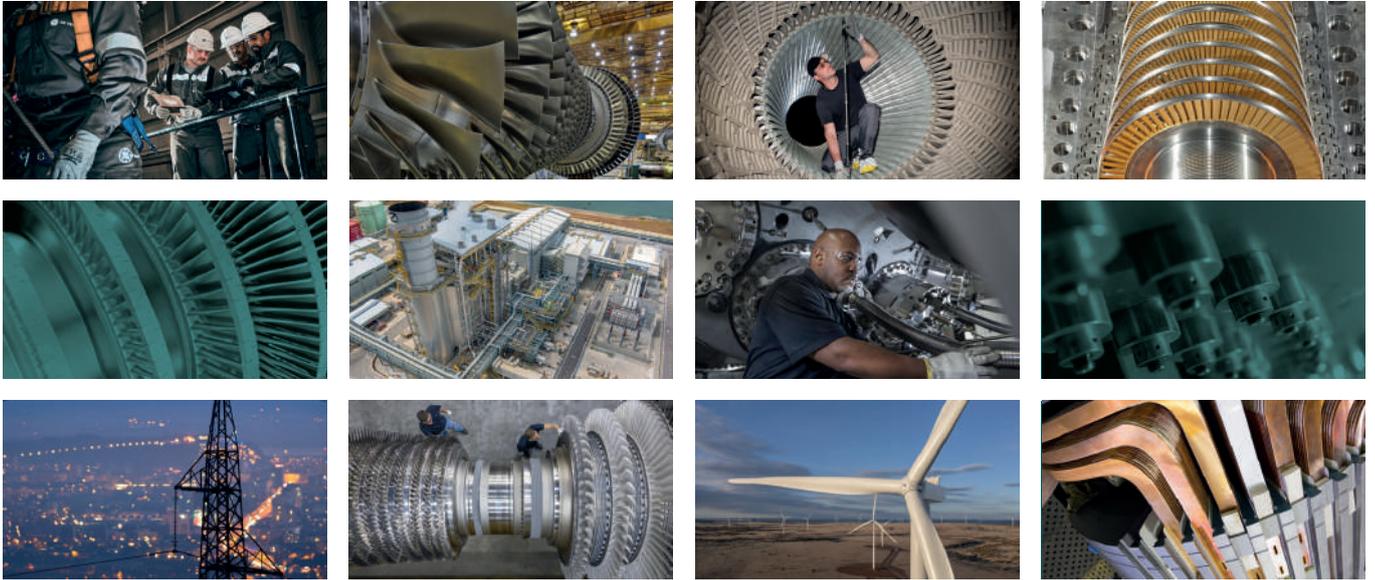


Dirección: C/ Osiris, 11-15, Edificio Osiris, Calle Osiris 11-15,  
28037 Madrid  
Teléfono: +34 91 587 05 00 / + 34 91 658 68 00  
Fax: +34 91 575 49 63 / + 34 91 652 26 59  
Contacto Principal: Alessandro Rovida/ Javier Yunta / Alberto García  
Cargo: Sales Manager (Services HD) /Service Sales Director Europe (Aero) / Sales Leader Digital (GE Power Digital Services)  
E-mail: alessandro.rovida@ge.com/ javier.yunta@ge.com / alberto.garcialopez@ge.com  
Web Site: https://powergen.gepower.com / www.gepower.com  
Países de Actuación: España, Portugal y países de influencia  
TG  
M&O  
Turbina de Gas  
Mantenimiento y Operación

TG, M&O



# GE VERNOVA



# THE ENERGY TO CHANGE THE WORLD

Addressing the climate crisis is an urgent global priority. If we want our energy future to be different...we must be different. That is our singular mission.

GE, the 130-year-old energy pioneer. Our unwavering commitment to powering the planet, now fully focused on the energy transition. No company has the unique combination to pioneer what's next—just as we have before. As we answer the call with renewed purpose and vigor, we have moved our GE energy businesses—including Renewables, Power, Digital and Energy Financial Services—under one banner to deliver a united, focused, one-of-a-kind force: GE Vernova. Together, with our customers and partners, we will chart the course to a better future.

Our mission is embedded in our new name. We retain our treasured birthright, “GE,” in our name as an enduring and hard-earned badge of quality and ingenuity. “Ver,” “verde,” “verdant,” all signal Earth’s verdant and lush ecosystems. “Nova,” from the Latin “novus,” nods to a new, innovative era of lower carbon energy that GE Vernova will help deliver.

Our new name sounds different, because it is. GE Vernova will act swiftly and surely to help build a cleaner, better future. This is not business as usual: this is business purpose-built to lead the new era of energy.

**Visit [GEVernova.com](https://www.gevernova.com) to learn more.**

EPC, I&C, SCOG

GHESA INGENIERÍA  
Y TECNOLOGÍA S.A.



Dirección: C/ Magallanes, 3. 28015, Madrid  
Teléfono: +34 91 309 81 05  
Fax: +34 91 594 24 28  
Contacto Principal: Andrés Cuesta Samaniego  
Cargo: Director de Ingeniería  
E-mail: acs@ghesa.es  
Web Site: www.ghesa.es  
Facturación: 46,2 M€  
N.º de empleados: 630  
Países de Actuación: Alcance global

GUASCOR ENERGY



Dirección: Barrio de Oikia Auz, 44 20750 Zumaia Guipuzcoa  
Teléfono: 943865200  
Contacto Principal: Carlos Zubizarreta  
Cargo: Director comercial  
E-mail: info@guascor-energy.com  
Web Site: www.guascor-energy.com  
Países de Actuación: todo el mundo

EPC, I&C, SCOG

EMPRESARIOS  
AGRUPADOS  
INTERNACIONAL, S.A.



Dirección: C/ Magallanes, 3. 28015, Madrid  
Teléfono: +34 91 309 81 00  
Fax: +34 91 594 24 28  
Contacto Principal: Joaquín Ángel Gómez León  
Cargo: Director de desarrollo de negocio  
E-mail: jagomez@empre.es  
Web Site: www.empresariosagrupados.es  
Facturación: 82,1 M€  
Nº de empleados: 780  
Países de Actuación: Alcance global  
EPC  
I&C  
SCOG  
Llave en mano  
Ingeniería y Consultoría  
Sociedad/es de Cogeneración

GREEN ENESYS  
(GREEN ENESYS GROUP)



Dirección: Paseo de la Castellana 140, 15ªA, 28046 Madrid  
Teléfono: + 34 606 344 994  
Contacto Principal: José Luis Morán  
Cargo: Director of Integrated Energy Solutions  
E-mail: joseluis@greenenesys.com  
Web Site: www.greenenesys.com  
Facturación: 19 M€  
Nº de empleados: <50  
Países de Actuación: Alemania, España, Italia, Polonia, Costa de Marfil, Marruecos, Brasil, México, Perú, Colombia y Honduras  
EIT con almacenamiento térmico

EIT CON  
ALMACENAMIENTO  
TÉRMICO

GRUPO EMPRESARIAL  
NEOELECTRA, S.A.



Dirección: C/ Frederic Mompou 5, 3º 4ª, 08960 Sant Just Desvern, Barcelona  
Teléfono: + 34 93 480 31 31  
Fax: + 34 93 372 72 73  
Contacto Principal: Joan Serret  
Cargo: Director Financiero  
E-mail: jserret@neoelectra.es  
Web Site: www.neoelectra.es  
Nº de empleados: 300  
Países de Actuación: Europa y LatAm  
ESCO  
EI  
ELEC  
EPC  
ESCO  
I&C  
MCI  
MICRO  
M&O  
TG  
TV  
Empresa de Servicios Energéticos  
Empresas Instaladoras  
Sistemas Eléctricos  
Llave en mano  
Empresa de Servicios Energéticos  
Ingeniería y Consultoría  
Motores de Combustión interna  
Microcogeneración  
Mantenimiento y Operación  
Turbina de Gas  
Turbina de Vapor

ESCO

## FLEXIBLE POWER GENERATION

Los generadores Indar más eficientes de su categoría, tan robustos como siempre y con la posibilidad de acompañarlos del servicio de certificación de la planta en cumplimiento de los códigos de red

Ponemos a su disposición todo nuestro conocimiento y experiencia en el cumplimiento con los códigos de red (RfG y su implementación en España), guiando o liderando la certificación de la planta.

Queremos ser un actor clave en impulsar la cogeneración como solución clave en la transición energética para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico.



De experiencia  
en el sector



De potencia instalada  
a nivel mundial



IBERDROLA  
COGENERACIÓN,  
S.R.L.U.



Dirección:  
Teléfono:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
Facturación:  
Nº de empleados:  
Países de Actuación:  
ESCO

Avda. de San Adrián, 48. 48003 Bilbao  
+34 944 15 14 11/+34 629 27 04 90  
Jose Antonio Castaño Bao / Julio Artiñano Pascual  
Director General / Responsable Regulación Cogeneración  
jacastano@iberdrola.es / jarti@iberdrola.es  
www.iberdrola.es  
220 M€  
80  
Europa  
Empresa de Servicios Energéticos

ESCO

IDOM CONSULTING,  
ENGINEERING,  
ARCHITECTURE, S.A.U



Dirección:  
Teléfono:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
Facturación:  
Nº de empleados:  
Países de Actuación:  
I&C

Avda. Monasterio de El Escorial, 4, 28049 Madrid  
+34 91 444 11 55  
Francisco García  
Thermal Power Generation Director  
fgd@idom.com  
www.idom.com  
320 M€  
3000  
A nivel mundial (proyectos en 125 países)  
Ingeniería y Consultoría

I&C

IGNIS ENERGÍA, S.L.



Dirección:  
Teléfono:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
Facturación:  
Nº de empleados:  
Países de Actuación:  
COM  
I&C  
M&O  
SCOG

C/ Cardenal Marcelo Spínola 4, 1º D, 28016 Madrid  
+ 34 91 005 97 75 y + 34 91 599 49 39  
Pilar Gracia  
Asesoría Jurídica  
pilar.gracia@ignisenergia.es  
www.ignis.es  
15 M€  
11  
España  
Comercializadoras de Gas y/o Electricidad  
Ingeniería y Consultoría  
Mantenimiento y Operación  
Sociedad/es de Cogeneración

COM, I&C,  
M&O, SCOG

INGETEAM INDAR  
MACHINES



Dirección:  
Teléfono:  
Fax:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
Nº de empleados:  
Países de Actuación:  
ELEC  
I&C  
M&O

Barrio Altamira, Pol. Industrial Txara s/n,  
20200 Beasain, Guipúzcoa  
+ 34 94 302 82 00  
+ 34 94 302 82 04  
Jon Mikel Pardo  
Director Comercial - Flexible Power Generation  
jonmikel.pardo@ingeteam.com  
www.indar.net  
>900  
A nivel mundial  
Sistemas Eléctricos  
Ingeniería y Consultoría  
Mantenimiento y Operación

ELEC, I&C, M&O

INTERMALTA S.A.



Dirección:  
Teléfono:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
Facturación:  
Nº de empleados:  
SCOG

Paraje La Cerrada s/n 31570 San Adrián (Navarra)  
948 23 92 12  
Carlos Álvarez Fernández  
Director General  
info@intermalta.es  
https://www.malteurop.com/es/intermalta  
169 M €  
84  
Sociedades de Cogeneración

SCOG

En los últimos cinco años,  
hemos reducido nuestra  
huella de carbono en un 24%.

Esto ha sido posible gracias al equilibrio de  
nuestro mix energético. Un paso más hacia la  
neutralidad climática en 2050.

**Naturgy** 



JENBACHER S.L.  
(INNIO)



Dirección:  
Teléfono:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
Nº de empleados:  
Países de Actuación:  
MCI  
M&O

Paseo de la Castellana 200, 28046 Madrid  
+ 34 91 904 72 90 /609218665  
Jesus Ballesteros Marcos  
Country Leader  
jesus.ballesteros@innio.com  
innio.com/es  
aprox. 70  
España, Portugal y países de influencia  
Motores de Combustión interna  
Mantenimiento y Operación

MCI, M&O

KYOTO GROUP AS



Dirección:  
Teléfono:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
Nº de empleados:  
Países de Actuación:

Av. San Francisco Javier 15, planta 5 41005 Sevilla  
+34 617251226  
Pedro Montoro Sánchez  
Director Comercial Iberia  
pedro.montoro@kyotogroup.es  
www.kyotogroup.es  
+40  
España, Holanda, Noruega, Dinamarca, Inglaterra, Hungría,  
Alemania  
Almacenamiento Térmico  
Llave en mano  
Empresas Instaladoras

AT, EPC, EI

LOINTEK



Dirección:  
Teléfono:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
Facturación:  
Nº de empleados:

Aita Gotzon Kalea, 37, 48610 Urduliz, Bizkaia  
+34 94 431 66 58 / +34629 327 750  
+34 606 157 389 / +34 610 408 866  
Joseba Uriarte/Mikel Garate/Daniel Schmitt  
Director Comercial /Director Comercial/Director desarrollo de  
negocio  
Joseba Uriarte (Lointek) j.uriarte@lointek.com  
m.garate@lointek.com / d.schmitt@lointek.com  
https://www.lointek.com/  
60 M€ (2023)  
245 empleados (2023)

AT, EIT, EPC,  
I&C, O&M

LU-VE IBÉRICA



Dirección:  
Teléfono:  
Fax:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
Facturación:  
Nº de empleados:  
Países de Actuación:  
EIT

C/ Sierra de Guadarrama, 14, 28830, San Fernando de  
Henares, Madrid  
+34 91 721 63 10  
+34 91 721 91 92  
César Aparicio Calvo  
Responsable Power Gen Ibérica  
cesar.aparicio@luvegroup.com  
www.luve.it  
13 M €  
12  
España, Portugal y Latam  
Equipos de Intercambio Térmico

EIT

MAN ENERGY  
SOLUTIONS IBERIA



Dirección:  
Teléfono:  
Fax:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
Nº de empleados:  
Países de Actuación:  
MCI  
M&O  
TG  
TV

C/ Pedro Teixeira, 8, planta 10ª - 28020, Madrid  
+34 91 411 14 13  
+34 91 411 72 76  
Miguel Moreno / Javier López  
Managing Director / Sales Manager  
sales-spain@man-es.com  
https://www.man-es.com/global/spain  
https://www.man-es.com/  
85  
Internacional  
Motores de Combustión interna  
Mantenimiento y Operación  
Turbina de Gas  
Turbina de Vapor  
Fabricación de electrolizadores y equipos para desarrollo de  
combustibles verdes (metanol o metano)

MCI / M&O  
TG / TV

**MITSUBISHI POWER  
EUROPE LTD SUCURSAL  
EN ESPAÑA**

Dirección:  
Teléfono:  
E-mail:

Plaza de Carlos Trías Bertrán, 4 28020 Madrid  
917708836  
eiko.ono.34@mhi.com



**NATURGY RENOVABLES,  
S.L.U.**

Dirección:  
Teléfono:  
Fax:  
Contacto Principal:  
Cargo:

Avda. de América, 38 28028 Madrid  
+34 91 201 56 64  
+34 91 589 31 95  
Jorge Barredo / Jesús San Emeterio / Pablo García  
Director General de Renovables, Nuevos Negocios e Innovación /  
Director de Operaciones / Jefe Depto. Cogeneración  
pgarciaa@naturgy.com  
www.naturgy.com  
255 M€  
300  
Internacional  
Empresa de Servicios Energéticos



E-mail:  
Web Site:  
Facturación:  
Nº de empleados:  
Países de Actuación:  
ESCO

**NORTEGAS**



Dirección:  
Teléfono:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
Países de Actuación:

Plaza Euskadi 5 - Planta 23- 48009 Bilbao  
Bizkaia - Spain  
+34 94 403 57 71 -  
Teléfono centralita: 94 614 00 20  
Nicanor Acebal  
Jefe de B2B  
nacebal@nortegas.es  
www.nortegas.es  
España

**PASCH**



Dirección:  
Teléfono:  
Fax:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
Facturación:  
Nº de empleados:  
Países de Actuación:  
I&C  
TG  
TV  
MCI  
MICRO

Campo Volantín, 24. - 48007 Bilbao  
+34 94 413 26 60  
+34 94 413 26 62  
Guillermo Pasch  
Director  
rpasch@pasch.es  
www.pasch.es  
43 Mio Euros  
87  
España, Portugal y resto EU, Latinoamérica, Marruecos  
Ingeniería y Consultoría  
Turbina de Gas  
Turbina de Vapor  
Motores de Combustión interna  
Microgeneración

I&C, TG, TV,  
MCI, MICRO

**REPSOL**



Dirección:  
Teléfono:  
Fax:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
Facturación:  
Nº de empleados:  
Países de Actuación:  
C&L  
COM

C/. Méndez Alvaro, 44.  
28045 Madrid  
+34 91 753 65 14  
+34 91 549 81 56  
José Manuel Campos  
Coor. Tca. de Proyectos y Soluciones Energéticas  
jmcampos@repsol.com  
www.repsol.com  
55.000 M€  
35000  
Ámbito Mundial  
Combustibles y Lubricantes  
Comercializadoras de Gas y/o Electricidad

C&L y COM

ROFEIKA ENERGIA SA



Dirección: Calle Creueta, 9 08787  
La Pobla de Claramunt (Barcelona)  
Teléfono: +34 932 692 733  
Contacto Principal: Joan Romani  
Cargo: General manager  
E-mail: info@rofeicaenergia.com  
Web Site: www.rofeicaenergia.com

MICRO

SACYR INDUSTRIAL  
OPERACIÓN Y  
MANTENIMIENTO, S.L.  
(GRUPO SACYR)



Dirección: C/ Condesa de Venadito, 7. Planta 4ª, 28027 Madrid  
Teléfono: +34 91 545 50 00  
Fax: +34 91 545 54 35  
Contacto Principal: Jorge Montes Bello  
Cargo: Responsable Gestión de la Energía  
E-mail: jmontes@sacyr.com  
Web Site: www.sacyr.com  
Facturación: 20M€  
Nº de empleados: 212  
Países de Actuación: Ámbito mundial  
M&O Mantenimiento y operación

M&O

SEIT OLIVA (SDCL EE  
CO (IBERIA)



Dirección: Paseo de la Castellana 74 1ªa 28046 Madrid  
Teléfono: +34607161025/+34660918364  
Contacto Principal: Pedro Porres Astolfi  
Cargo: Operations Manager  
E-mail: pedro.porres@sdcl-iberia.com,  
Web Site: www.sdcl-ib.com

SCOG

SENER ENGINEERING



Dirección: Avda. de Zugazarte, 56, 48930 Getxo, Vizcaya  
Teléfono: +34 94 481 81 39  
Fax: +34 94 481 75 01  
Contacto Principal: Javier González Castaño  
Cargo: Director de Negocio de Power de SENER Energy  
E-mail: energy@sener.es  
Web Site: http://www.energy.sener/es  
Facturación: 433,7 M€  
Nº de empleados: 2300  
Países de Actuación: SENER cuenta con oficinas en Argelia, Argentina, Brasil, Canadá, Colombia, Corea del Sur, Chile, China, Emiratos Árabes Unidos, España, Estados Unidos, Marruecos, México, Polonia, Portugal, Reino Unido y Sudáfrica, y está también presente, a través de sus proyectos, en Bélgica, Bolivia, China, Francia, Holanda, Omán, Uruguay y Venezuela.  
I&C Ingeniería y Consultoría  
M&O Mantenimiento y Operación

I&C, M&O

SIEMENS ENERGY S.A.



Dirección: Ronda de Europa, 5 -28760 Tres Cantos (Madrid)  
Teléfono: +34 91 514 80 00  
Contacto Principal: José Miguel Macho  
Cargo: Director Business Development.  
E-mail: josem.macho@siemens-energy.com  
Web site: www.siemens-energy.com  
Países de actuación: Siemens Energy está presente en más de 90 países.  
TG Turbina de Gas  
TV Turbina de Vapor  
ELEC Sistemas Eléctricos  
C-RES Combustibles renovables/Producción combustibles renovables

TG, TV, ELEC,  
C-RES

SOLAR TURBINES  
(CATERPILLAR)

**Solar Turbines**  
A Caterpillar Company

Dirección:  
Teléfono:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
TG

Fargaies 2 A Parc Tecnològic del Vallès, 08290 Barcelona  
+34 93 028 30 00  
Raquel Pubill  
Spain, Portugal and Southern Africa Sales Manager  
raquel\_pubill@solturbines.com  
www.solturbines.com  
Turbina de Gas

TG

SOLJET ENERGÍA, S.A.



Dirección:  
Teléfono:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
MCI

Paseo de la Castellana, 154, 1º Izda., 28046 Madrid  
+34 91 458 77 32  
Ricardo Balzola / Julián Suárez-Guanes  
Director - CEO / Business Development Director  
rbalzola@soljet.com / jfsg@soljet.com  
www.soljet.com  
Motores de Combustión interna

MCI

VEOLIA ESPAÑA, S.L.U.  
(VEOLIA ENVIRONMENT)



Dirección:  
Teléfono:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
Facturación:  
Nº de empleados:  
Países de Actuación:  
El  
EPC  
SCOG  
M&O

C/ Torrelaguna, 60 28043 Madrid  
+34 91 515 36 00  
Silvia Alonso Santos  
Responsable de comunicación Veolia España  
silvia.alonso@veolia.com  
www.veolia.es  
45,300 mil millones de Euros de facturación a nivel mundial en 2023  
15.000 empleados en España / 218.000 empleados en el mundo  
Presencia en los cinco continentes  
Empresas Instaladoras  
Llave en mano  
Sociedad/es de Cogeneración  
Mantenimiento y Operación

El, EPC,  
SCCO, M&O

WÄRTSILÄ IBÉRICA, S.A.



Dirección:  
Teléfono:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
Facturación:  
Nº de empleados:  
Países de Actuación:  
MCI

Polígono Industrial Landabaso. - 48370 Bermeo, Vizcaya  
+34 91 458 98 48 / +34 94 617 01 00  
Juan Velasco  
Business Development Manager  
juan.velasco@wartsila.com  
www.wartsila.com  
6.015 millones € (Grupo a nivel mundial)  
17,800 (Grupo a nivel mundial)  
Centrales eléctricas y sistemas de almacenamiento entregados en 180 países  
Motores de Combustión interna

MCI

SC ZERO WASTE  
ENERGY, S.L



Dirección:  
Teléfono:  
Contacto Principal:  
Cargo:  
E-mail:  
Web Site:  
Nº de empleados:  
Países de Actuación:  
M&O  
SCOG  
MCI  
TG  
TV

Marqués de Larios, 8 - 29005 Málaga  
+34 951 95 44 06  
Oscar Sacristán Colmenarejo  
Director General  
osacristan@zwenergy.eu  
www.zwenergy.eu  
160  
España  
Mantenimiento y Operación  
Sociedad/es de Cogeneración  
Motores de Combustión interna  
Turbina de Gas  
Turbina de Vapor

M&O, SCOG,  
MCI, TG, TV

# Códigos de Actividad

---

|       |  |
|-------|--|
| AT    | Almacenamiento Térmico                                     |
| C&L   | Combustibles y Lubricantes                                 |
| COM   | Comercializadoras de Gas y/o Electricidad                  |
| C-RES | Combustibles renovables/Producción combustibles renovables |
| EI    | Empresas Instaladoras                                      |
| EIT   | Equipos de Intercambio Térmico                             |
| ELEC  | Sistemas Eléctricos  |
| EPC   | Llave en Mano  |
| ESCO  | Empresa de Servicios Energéticos                           |
| I&C   | Ingeniería y Consultoría                                   |
| MCI   | Motores de Combustión interna                              |
| MMC   | Micogrid Master Controller                                 |
| MICRO | Microcogeneración  |
| M&O   | Mantenimiento y Operación                                  |
| SCOG  | Sociedad/es de Cogeneración                                |
| TG    | Turbina de Gas   |
| TV    | Turbina de Vapor   |

---

2

Cogeneraciones  
desarrolladas  
recientemente

## RDM BARCELONA CARTONBOARD (CASTELLBISBAL, BARCELONA, ESPAÑA)

Puesta en marcha: mayo 2024  
AE, S.A. (Papelera)

- Turbina de Gas SOLAR PGM130 T32001S (TITAN130 SoLoNOx) (16 MW en sitio)
- Generador de Vapor por Recuperación de Calor UMISA para proporcionar 31 t/h sin postcombustión, y hasta 50 t/h con postcombustión con un quemador de 15 MW
- Nuevo transformador de alimentación a fábrica de 16 MVA / 20 MVA, 11/25 kV
- Modificación de instalaciones electromecánicas (celdas de 11 kV, sistema de BT, sistema de gas natural y circuitos agua/vapor)

16 MW en sitio - conexión a red con Endesa a 110 kV y 50 Hz  
"Renovación de la cogeneración de RDM Barcelona Cartonboard (RDM Group, líder europeo en cartón reciclado para packaging), diseñada en ciclo simple de 16 MW para autoconsumo (REE=80,5%) que permitirá cubrir sus demandas térmicas y eléctricas, reduciendo sus costes energéticos y ahorrando 15.000 ton. de CO2 anuales.

AESA ha realizado los trabajos de ingeniería, dirección de proyecto y obra, soporte en la gestión de compras y permisos."



## INDUSTRIA ALIMENTARIA (VALENCIA)

Septiembre de 2023  
FINANZAUTO  
ALIMENTACIÓN  
CATERPILLAR, 3 x G351611, gas natural  
Recuperación calor gases de escape para producir vapor a 8 bar.  
Producción vapor: 3 x 1.200 kg vapor/h

Planta de cogeneración con cuadros de control para acoplamiento y posibilidad de funcionamiento en isla de red sin paso por "0" y suministro de gas natural mediante planta de GNL  
Potencia total instalada: 6000kWe a 0,4kV



## MICHELIN. EDISON NEXT (CUNEO, ITALIA)

Año 2022  
Bergen Engines - A Langley Holdings Company  
Neumáticos  
Dos motogeneradores Bergen Engines B36:45V20AG de 11.7MW con una mezcla de hidrógeno al 10%  
Potencia total: 23,4 MW

Los dos motogeneradores Bergen funcionarán en paralelo con paneles solares (PV) y calderas de vapor en un sistema híbrido, proporcionando una producción eléctrica total de 25 MWe. Sustituirán a la central de 48 MWe existente, construida en 2008 y equipada con una turbina de gas y otra de vapor.



3

Directorio  
de Socios  
Personales

JUAN ANTONIO  
ALONSO

INGENIERO QUÍMICO



Es Licenciado en Ciencias Químicas especialidad de Ingeniería Química (UCM 1976), realizó los Cursos de Doctorado en Química Industria entre 1977 y 1979.

Tiene más 40 años de experiencia profesional en el sector de la energía, habiendo desarrollado su carrera tanto en el sector público como privado, con amplia experiencia en el campo técnico (Ingeniería APLESA) y de gestión. Durante 26 años formó parte del equipo Directivo del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Posteriormente fue Director de Servicios Energéticos del GRUPO ORTIZ. Actualmente consultor.

Ha desempeñado diversos cargos en entidades relacionadas con el sector de la energía y, compaginado su actividad laboral con la docencia, habiendo sido profesor de master en materia energética de la EOI, CSIC y Enerclub.

FRANCISCO  
AZARA

INGENIERO INDUSTRIAL



Es Ingeniero Industrial, acapara una experiencia profesional de 23 años, dando los primeros pasos en el sector energético desde Unión Fenosa Ingeniería, pasando por la industria auxiliar del automóvil dirigiendo proyectos internacionales de desarrollo hasta llegar en el 2007 a Azigrene Consultores como Director General de la empresa, dirigiendo, coordinando y controlando el funcionamiento general de la empresa, el desarrollo de los proyectos y objetivos comerciales de ésta. Por otro lado, Francisco ha cursado el Master Ejecutivo Gestor de Proyectos e Instalaciones Energéticas del ITE en 2008, es CMMP (Certified Measurement & Verification Professional) desde 2012 y también cursó el PDD IESE en 2011.

VÍCTOR  
DE LA PEÑA  
ARANGUREN

DOCTOR INGENIERO INDUSTRIAL



Profesor Titular de Máquinas y Motores Térmicos en la E.T.S. de Ingeniería de Bilbao (desde 1983). Jefe de Ingeniería e I + D en Sefanitro (1984 a 1991). Director de Proyectos en Sener (1991 a 1993). Asesor Técnico en Tamoin (1993 a 2012). Director de 3 proyectos de Cogeneración y Asesor Técnico en la construcción de una planta de biomasa. Autor de más de 30 artículos técnicos en congresos y revistas. Autor o colaborador de 5 libros. Director de 12 proyectos de I + D. Profesor en más de 70 cursos de postgrado. 30 años de experiencia profesional en la que he compaginado la labor académica con la industrial. Miembro de varias asociaciones de carácter energético.

FERNANDO  
ORTEGA

CONSULTOR SENIOR  
SECTOR ENERGÍA



Ingeniero Superior Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid y Six Sigma Black Belt, ha sido Vice-Presidente y miembro de la Junta Directiva de Cogen España, con la que continúa colaborando con informes mensuales. Con +30 años de experiencia como líder de negocio en el sector energético, atesora un profundo conocimiento y probada experiencia internacional, comercial, técnica, mejora de procesos y optimización de negocio.

Actualmente colabora con Ábaco, compañía líder en el sector de seguros, en el ajuste de siniestros complejos del segmento de Energía, tanto en España como fuera. Ha trabajado +20 años para General Electric con crecientes responsabilidades, desde Director de clientes estratégicos, Director Comercial para el Sur de Europa de soluciones de generación térmica y renovable, Customer Quality Manager y Director Técnico de Servicios nucleares. Inició su carrera profesional en Technatom en programas de entrenamiento y liderando Planes Integrales como el de C.N. Laguna Verde para CFE (México).

# PIEZAS DE REPUESTO ORIGINALES DE MWM. 100% CALIDAD. 100% MWM.



**Máxima disponibilidad y rendimiento de las plantas de cogeneración y las plantas de gas de MWM:** Los motores y grupos de gas de MWM, incluidas nuestras piezas de repuesto originales, están diseñados para ofrecer el máximo rendimiento y la máxima eficacia. Nuestras piezas de repuesto, que se rigen por las mismas especificaciones que las piezas de producción, garantizan un funcionamiento sin problemas y cumplen los estándares de calidad y disponibilidad.

[www.mwm.net/spareparts](http://www.mwm.net/spareparts)

**MWM**  
Energy. Efficiency. Environment.

JOSÉ MARÍA  
ROQUETA

DR. INGENIERO INDUSTRIAL.  
COLEGIADO Nº 1802 DEL COEIC



José María Roqueta. Presidente Honorífico de COGEN España y Ex Vicepresidente de COGEN Europe. Es Doctor Ingeniero Industrial. En 1965 inició su vida profesional en Catalana de Gas (Empresa de suministro del gas en Barcelona) donde fue Subdirector General de Planificación para la introducción del gas natural en España. Desde 1965 actuó como Profesor de Proyectos de Ingeniería en la Escuela de Ingenieros Industriales de Barcelona, donde fue profesor titular de la asignatura hasta 2005, compatibilizando la docencia con su actividad profesional al frente de AESA. En 1975 fue Director General de Servicios Energéticos (empresa de ingeniería del Grupo Gas Natural). En 1982 creó la empresa AESA (Asesoría Energética) que introdujo la moderna cogeneración en España. En 2001 promovió la creación de COGEN España, como asociación para la promoción de la cogeneración. Ha sido Presidente de COGEN España hasta 2014. Actualmente es presidente de AESA, que como empresa de Ingeniería ha diseñado y construido más de 150 plantas de cogeneración en España, Portugal, Colombia y México.

IGNACIO TOBARUELA  
DELGADO

INGENIERO NAVAL.  
COLEGIADO Nº 2001 DEL COIN



Es profesor asociado en la Universidad Complutense de Madrid y de la Universidad Autónoma de Madrid (Dpto. Organización de empresas, Dirección de la Producción). Actúa como consultor y asesor para el sector estacionario y naval en los campos de generación y eficiencia energética y también como perito forense.

En 2007 fue Director de Ventas del Departamento de Plantas Estacionarias en MAN Diesel & Turbo SE (MAN Group). Anteriormente, en 1997, fue Director del Área de Energía y posteriormente Jefe de Ingeniería de la empresa Servicios y Proyectos Avanzados, S.A. (S.P.A.), que proyectó y construyó la primera planta de cogeneración en el sector de la Defensa (UTE La Energía - SPA). Con anterioridad fue Jefe de Diseño en Wärtsilä NSD Ibérica S.A (1992). Entre las actividades en I+D+i en Medio ambiente, y que han sido reconocidas en proyectos Clima y CDTI: Horizonte 2020 "SME instrument" fase 2 "Swine-farm revolution - Depurgan". CDTI, "Valorización de purines con reducción de nitrógeno, dióxido de carbono y obtención de biomasa" (CDTI - IDI-20141088). Proyectos Clima: OECC: Varios sobre "REDUCCION DE CO2 EN TRATAMIENTO DE DEPURACION DE PURINES PORCINOS EN GRANJAS."

RAFAEL  
URIBARRI

ABOGADO ESPECIALISTA EN ENERGÍA



Ha sido Jefe del Servicio Jurídico de Energías Especiales y Cogeneración (2006-2020), Director del Servicio Jurídico de Gas (2001-2006) y Jefe Jurídico de nuevos negocios de Generación (1998-2001), así como coordinador de los programas de compliance penal en Iberdrola. Anteriormente trabajó en el sector financiero y para diversas instituciones europeas. Ha sido consejero y/o secretario de numerosas sociedades del sector, como Peninsular Cogeneración, IESA, Fudepor, Tarragona Power o Saggas, entre otras, y participado en diversas fusiones y adquisiciones en el sector.

Es Abogado Empresarial por ICADE, Diplomado en Asesoría de Empresas y Derecho Comunitario por la UCM y Administrador Concursal por el ICAM.

RAFAEL  
FIESTAS

INGENIERO INDUSTRIAL



Es Ingeniero Industrial por el ICAI y Máster en Economía y Dirección de Empresas por el IESE.

Se incorpora a Siemens en 1987 y desde entonces ha desarrollado su actividad profesional en distintas áreas técnicas y de management, tanto en España como en Alemania, asumiendo posiciones de Director General para la División de Proyectos y Servicios Industriales, CEO de OSRAM España, CEO para el Sector de Generación y Transporte de Energía de Siemens España; Dirección General de Proyectos Estratégicos de ámbito internacional para la corporación alemana con base en España.

En Junio de 2015 es el Vicepresidente Ejecutivo de la Región Sur de Europa y LATAM para Weidmüller y en Enero de 2020 pasa a asumir la Vicepresidencia ejecutiva para Oriente Medio y África dentro de Weidmüller, una de las empresas alemanas líderes a nivel mundial en soluciones de conectividad industrial, IoT y Analytics.

CONRAD  
MESEGUER

INGENIERO INDUSTRIAL



Consultor de ingeniería. Cofundador de Cogen España y ex Secretario. En el ámbito de la cogeneración, y como Jefe del Área de industria del ICAEN, fue promotor y consejero de cogeneraciones industriales, hospitalarias y de secado de fangos de EDAR, con un total de 69 sociedades participadas.

Ex Consejero y Director general del fondo de inversión en energías renovables Novenergia II e & e España SA.

En el sector sanitario fue Director de Infraestructuras y Servicios Técnicos del Instituto Catalán de la Salud (ICS) y Director de Servicios Generales del Hospital Universitario de Bellvitge.

Coordinador de proyectos de cooperación internacional de la Comisión Europea en Latinoamérica, países del Este y del Magreb.

Fue cofundador de la empresa fabricante de aerogeneradores Ecotècnia (actual GE/AlstomWind), del Grup de Gestors Energètics y de Actecir.

Profesor colaborador de la ETSEIB en Cogeneración, ETSAB y la UOC. Fue autor del primer Atlas Eólico de Catalunya.

ALBERT  
NIN LUMBIARRES

INGENIERO INDUSTRIAL  
EN TÉCNICAS ENERGÉTICAS,  
POR LA ETSEIB-UPC.



Durante ocho años recogió experiencia en la ingeniería AESA (1995-2003), donde fue el Ingeniero Jefe del Servicio para Clientes con plantas de cogeneración en explotación. En conjunto asesoró a un total de 51 MW en siete proyectos. A partir de 2003, ya en Banco Sabadell (BS), fue Director residente para 5 centrales de trigeneración en el sector turístico de República Dominicana (7.000 habitaciones) con 30 MW en modalidad de district heating and cooling y seguimiento en isla de la demanda eléctrica (sin interconexión a la red).

Desde 2009 desarrolla su trabajo orientado a inversiones directas en capital en proyectos de energías renovables (eólica, fotovoltaica y minihidráulica). Destaca la inclusión en el mercado de regulación secundaria del mercado ibérico del primer parque eólico en Burgos. Actualmente sigue ejerciendo como Director, gestionando la inversión en capital (equity) de una cartera con unos 330 MW y más de 1000 GWh de generación renovable en España y México, a través de Sinia Renovables.

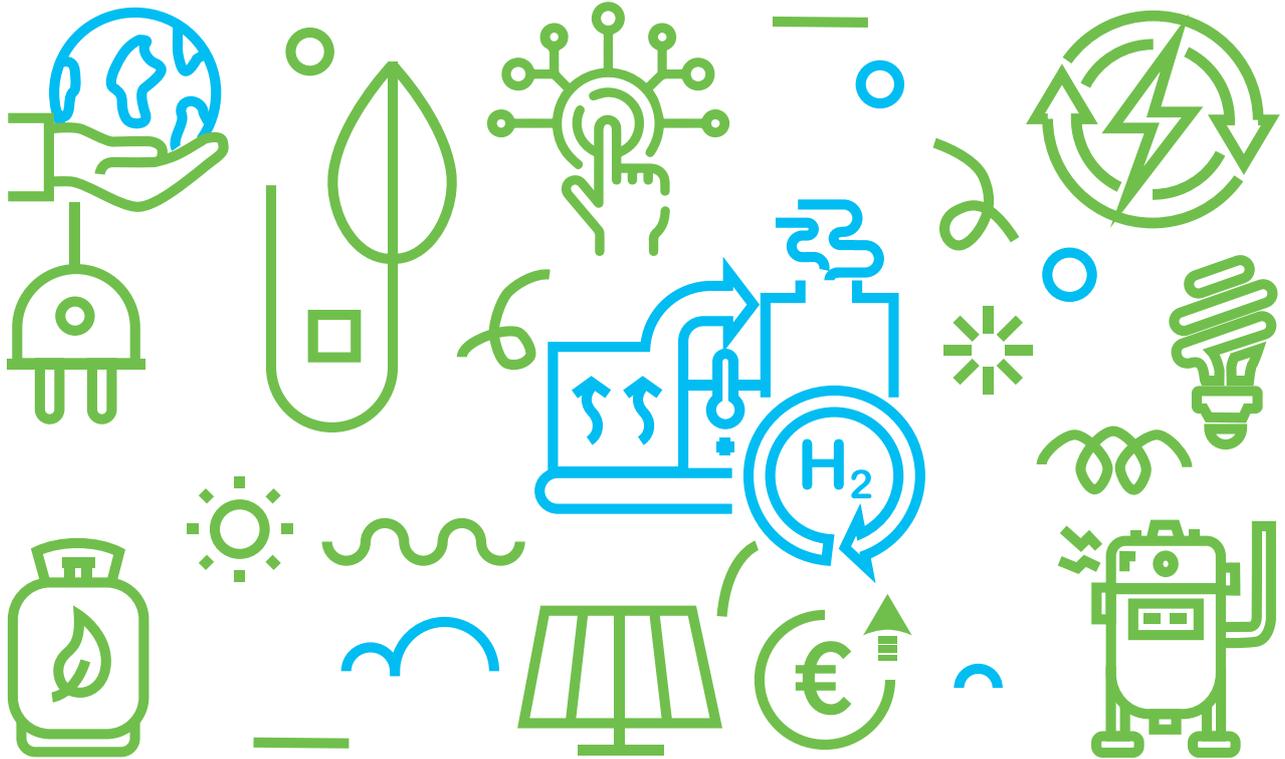
# OUR TOMORROW IS NOW

Innovation, future fuels and greener solutions are the keys to decarbonising our planet.

# XX CONGRESO ANUAL DE COGENERACIÓN

## COGENERACIÓN, **FUTURO**

### **SOSTENIBLE** PARA LA INDUSTRIA



15 DE OCTUBRE 2024  
HOTEL VILLA REAL MADRID

PATROCINADORES:



PRENSA COLABORADORA:



### Belgium

#### Cogen Europe

Hans Korteweg  
Managing Director  
Rue d'Arion 80  
1040 Brussels, Belgium  
Tel: +32 2 772 8290  
Fax: +32 2 772 5044  
Email: info@cogeneurope.eu  
Website : www.cogeneurope.eu

### Belgium

#### Cogen Vlaanderen

Daan Curvers  
Director  
Zwartzustersstraat 16/9  
3000 Leuven  
Tel: +32 16 58599

### Czech Republic

#### Cogen Czech

Tomáš Biák  
Chief Executive Officer  
Ji ínská 226/17  
130 00 Praha 3 - Žižkov

### France

#### ATEE - Association Technique Energie Environment

Patrick Canal  
47, Avenue Laplace, Arcueil,  
94117 CEDEX, France  
Tel: +33 1 46 56 91 43  
Fax: +33 1 49 85 06 27  
Website: www.atee.fr

### Germany

#### BKWK - Bundesverband Kraft- Wärme-Kopplung

Wulf Binde  
Director  
Markgrafenstraße 56,  
D-10117 Berlin  
Tel: +49 30 270 192 810  
Fax: +49 30 270 192 8199  
Website: www.bkww.de

### Greece

#### HACHP - Hellenic Association for the Cogeneration of Heat & Power

Costas Theofylaktos  
President  
Ioustanianou 7, 114 73 Athens,  
Greece  
Tel: +30 21 08 21 91 18  
Fax: +30 21 08 82 19 17

### Hungary

#### COGEN Hungary

Rudolf Viktor  
President  
1117 Budapest, Budafoki út 95.  
Tel: (1) 382-4740; (1) 382-4836  
Fax: (1) 204-4198  
Email: mket@erbe.hu

### Italy

#### Italcogen

Marco Golinelli  
President  
Wartsila Italia Spa  
Via Scarsellini, 13  
20161 Milano (Italy)  
Tel: +39 02.45418.550  
Fax: +39 02.45418.545

### Netherlands

#### Cogen Nederland

Kees den Blanken  
Director  
Princenhof Park 10, Postbus 197  
3970 AD Driebergen  
Tel: 030 - 693 6768  
Email: cogen.nl@cogen.nl

### Poland

#### Kogen Polska

Janusz Ryk  
Director  
6/14 Krucza, 00-537  
Warsaw, Poland  
Tel: +48 22 693 23 68  
Fax: +48 22 628 69 93

### Portugal

#### Cogen Portugal

Miguel Gil Mata  
Managing Director  
Rua de Salazares, 842  
4149 - 002 Porto  
Tel: +351 22 532 20 18  
Email: cogen.portugal@  
cogenportugal.com

### Slovenia

#### Jožef Stefan Institut

Stane Merse  
Jožef Stefan Institute  
Jamova 39, 1000 Ljubljana, Slovenia  
Tel: +386 1 477 39 00

### Spain

#### COGEN España

Julio Artiñano  
President  
C/Aragó 383, 4ª planta  
08013 Barcelona  
Tel: + 34 93 444 93 11  
Email: cogenspain@cogenspain.org  
Website: www.cogenspain.org

### Turkey

#### Turkish Cogeneration and Clean Energy

Technologies Association  
Yavuz Aydin  
Chairman  
Yıldızposta Caddesi Akýn Sitesi A  
Blok Kat:6  
Daire:12 Gayrettepe  
Istanbul, Turkey  
Tel: +90 212 347 30 61  
Fax: +90 212 347 21 52

### United Kingdom

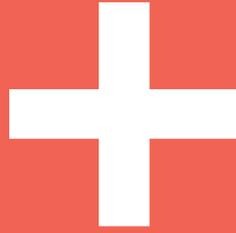
#### ADE - Association for Decentralised Energy

Tim Rotheray  
Director  
The Association for Decentralised  
Energy  
6th Floor, 10 Dean Farrar Street  
London SW1H 0DX  
Tel: +44 (0)20 3031 8740  
Email: info@theade.co.uk



**COGEN**  
España

*Impulsando  
la energía del futuro*



**Trazando juntos  
el camino de  
la cogeneración  
en España.**

